

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

«На правах рукопису»
УДК 621.316.925:621.311

До захисту допущено:
Завідувач кафедри
_____ Анатолій МАРЧЕНКО
«10» _____ грудня 2020 р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та
автоматизація енергосистем»**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

на тему: «Релейний захист електричної підстанції 330/110/35 кВ»

Виконала:

студентка VI курсу, групи ЕК-91мп
Горбач Яна Вадимівна

Науковий керівник:

к.т.н., доцент Дмитренко Олександр Олексійович

Консультант з охорони праці:

д.т.н., професор Третьякова Лариса Дмитрівна

Консультант з стартапу:

старший викладач Бахмачук Сергій Васильович

Рецензент:

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних
посилань.
Студентка _____

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

« 10 » грудня 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студентці

Горбач Яні Вадимівні

1. Тема дисертації «Релейний захист електричної підстанції 330/110/35 кВ», науковий керівник дисертації Дмитренко Олександр Олексійович, к.т.н., доцент, затверджені наказом по університету від 09.11.2020 №3260-с.
2. Термін подання студентом дисертації 10.12.2020 р.
3. Об'єкт дослідження - електрична підстанція 330/110/35 кВ «Прогресівка»
4. Вихідні дані – головна схема електричних з'єднань ПС 330/110/35 кВ «Прогресівка», стандарти НЕК «УКРЕНЕРГО», технічна документація пристроїв РЗА виробництва АВВ.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити – розгляд головної схеми підстанції, розрахунок струмів КЗ у заданих точках, вибір типів та пристроїв релейного захисту ПС 330/110/35 кВ «Прогресівка», розрахунок уставок спрацювання диференційного захисту автотрансформатору.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу - головна схема електричних з'єднань ПС 330/110/35 кВ «Прогресівка», результати розрахунку струмів КЗ, типи та пристрої РЗА ПС, функції, аналогові ланцюги та результати розрахунку уставок пристрою диференційного захисту автотрансформатору,
7. Орієнтовний перелік публікацій – 1 стаття

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Третьякова Лариса Дмитрівна д.т.н., професор		
Стартап	Бахмачук Сергій Васильович старший викладач		

9. Дата видачі завдання 09.11.2020 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Ознайомлення з головною схемою електричних з'єднань ПС 330/110/35 кВ «Прогресівка»	15.11.2020 р.	
2	Розрахунок струмів КЗ	18.11.2020 р.	
3	Ознайомлення зі стандартами НЕК «УКРЕНЕРГО» щодо вимог до пристроїв РЗА, технічною документацією пристроїв РЗА виробництва АВВ	22.11.2020 р.	
4	Вибір типів та пристроїв релейного захисту ПС 330/110/35 кВ «Прогресівка»	28.11.2020 р.	
5	Розрахунок уставок спрацювання диференційного захисту автотрансформатору	05.12.2020 р.	
6	Розділ з охорони праці	08.12. 2020 р.	
7	Стартап	08.12. 2020 р.	
8	Оформлення пояснювальної записки	09.12. 2020 р.	
9	Оформлення графічного матеріалу	09.12. 2020 р.	

Студент



Яна ГОРБАЧ

Науковий керівник



Олександр ДМИТРЕНКО

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація виконана на 80 аркуші, 30 таблицях, 11 рисунках, 7 листах графічної частини та має 29 посилань, яка містить 3 основні розділи, стартап-проект та розділ з охорони праці.

Актуальність теми – при проектуванні нових електричних підстанцій пристрої релейного захисту повинні відповідати підвищеним вимогам щодо надійності, функціональності, резервування, інтеграції у АСК ТП, зазначених у новому стандарті НЕК «УКРЕНЕРГО» СОУ НЕК 20.261:2019.

Мета дослідження – Оснащення сучасним релейним захистом електричної підстанції 330/110/35 кВ «Прогресівка». Пристрої захисту повинні відповідати вимогам стандарту СОУ НЕК 20.261:2019.

Об'єкт дослідження – електрична підстанція 330/110/35 кВ «Прогресівка».

Предмет дослідження - релейний захист автотрансформатора 330/110/35 кВ підстанції 330/110/35 кВ «Прогресівка».

Методи дослідження - методики розрахунку струмів КЗ, методика вибору пристроїв РЗА АВВ, методика розрахунку уставок диференційного захисту RET670

Апробація результатів дисертації – міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенергетехіки та автоматики».

Публікації - Порівняльний аналіз підходів до реалізації ланцюгів струму і напруги в пристроях релейного захисту. Дмитренко О.О., Горбач Я.В. Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів "Сучасні проблеми електроенергетики та автоматики".

Ключові слова: КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, АВТОТРАНСФОРМАТОР, ДИФЕРЕНЦІЙНИЙ ЗАХИСТ, RET670

ABSTRACT

Master's dissertation is done on 80 sheets, 30 tables, 11 figures, 7 sheets of the graphic part and has 29 links, containing 3 main sections, a startup project and a section on labor protection.

Topicality of the topic – For full operation, each substation must be equipped with relay protection, which is why the relay protection project for 330/110/35 kV Substation "Progressivka" was implemented.

The purpose of the research is equipping with relay protection of 330/110/35 kV electric substation "Progressivka". Protection devices must meet the requirements of the «COY HEK 20.261:2019» standard.

The object of the study is 330/110 kV Substation "Progressivka".

Subject of research is the main circuit of electrical connections, technical documentation at 330/110/35 kV Substation "Progressivka", technical documentation for microprocessor relay protection terminals.

Research methods - methods of calculating short-circuit currents, methods of selecting relay protection devices ABB, methods of calculating RET670 differential protection settings.

Approbation of the dissertation results - International scientific and technical conference of young scientists, graduate students and students “Modern problems of electric engineering and automation”.

Publications - Comparative analysis of approaches to the implementation of current and voltage circuits of relay protection devices. Dmytrenko O.O., Horbach Y.V. International scientific and technical conference of young scientists, graduate students and students “Modern problems of electric engineering and automation”.

Keywords: SHORT CIRCUIT, RELAY PROTECTION, AUTOTRANSFORMER, DIFFERENTIAL PROTECTION, RET670

ЗМІСТ

РЕФЕРАТ.....	6
ЗМІСТ.....	8
ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ.....	11
ВСТУП.....	12
1 ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПС 330/110/35 КВ «ПРОГРЕСІВКА».....	13
1.1 Опис головної схеми підстанції.....	13
1.2 Розрахунок струмів КЗ.....	18
Висновки.....	24
2 ВИБІР РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПС.....	25
2.1 Вимоги до релейного захисту згідно ПУЕ та ТЗ на проектування.....	25
2.1.1 Вимоги до релейного захисту ліній 330 кВ.....	25
2.1.1.1 Вибір основного захисту для ліній 330 кВ.....	25
2.1.1.2 Вимоги до вибору резервного захисту лінії 330 кВ.....	26
2.1.1.3 Керування комутаційним обладнанням.....	26
2.1.2 Вимоги до релейного захисту автотрансформаторів.....	27
2.1.3 Вимоги до релейного захисту ліній 110 кВ.....	29
2.1.4 Вимоги до релейного захисту ліній 35 кВ.....	30
2.1.5 Вимоги до релейного захисту шин 330 і 110 кВ.....	30
2.2 Вибір релейного захисту ПС.....	31
2.2.1 Вибір релейного захисту ліній 330 кВ.....	32
2.2.2 Вибір релейного захисту автотрансформаторів.....	35
2.2.3 Вибір релейного захисту ліній 110 кВ.....	37
2.2.4 Вибір релейного захисту шин 330 і 110 кВ.....	38
2.2.5 Вибір релейного захисту ліній 35 кВ.....	39
Висновки.....	40
3 ФУНКЦІЇ ТА РОЗРАХУНОК УСТАВОК СПРАЦЮВАННЯ RET670.....	41
3.1 Функції пристрою РЗА RET670.....	41
3.1.1 Призначення та загальні функції.....	41
3.1.2 Диференційний захист.....	42

3.1.2.1 Логічні схеми диференційного захисту.....	44
3.2 Розрахунок уставок спрацювання диференційного релейного захисту автотрансформатору.....	49
3.2.1 Вирівнювання струмів.....	51
3.2.2 Розрахунок уставок тормозної характеристики диференційного захисту..	51
3.2.3 Розрахунок уставок диференційної відсічки.....	55
3.2.4 Перевірка чутливості захисту.....	56
3.3. Розрахунок уставок спрацювання резервних захистів автотрансформатору.....	58
3.3.1. Розрахунок уставок спрацювання струмової відсічки сторони 330 кВ....	58
3.3.2. Розрахунок уставок спрацювання максимального струмового захисту автотрансформатору.....	59
3.3.2.1. Розрахунок уставок спрацювання максимального струмового захисту автотрансформатору сторони 330 кВ.....	60
3.3.2.2. Розрахунок уставок спрацювання максимального струмового захисту автотрансформатору сторони 35 кВ.....	60
3.3.2.3. Розрахунок уставок спрацювання максимального струмового захисту автотрансформатору сторони 110 кВ	
3.3.3. Розрахунок уставок спрацювання захисту від перевантаження автотрансформатору.....	61
3.3.3.1. Розрахунок уставок спрацювання захисту від перевантаження сторони 330 кВ автотрансформатору.....	61
3.3.3.2. Розрахунок уставок спрацювання захисту від перевантаження сторони 110 кВ автотрансформатору.....	61
Висновки.....	61
4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	62
4.1 Опис ідеї проекту.....	62
4.2 Технологічний аудит проекту.....	64
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....	68
4.4 Аналізу конкурентоспроможності стартап-проекту.....	68

Висновки.....	69
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	71
5.1 Технічні характеристики релейного захисту.....	71
5.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації релейного захисту.....	71
5.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях.....	72
5.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників.....	73
5.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці.....	73
5.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	75
5.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	76
5.8. Розрахунок параметрів захисного заземлення засобу релейного захисту...	79
5.8.1. Розрахунок на вимикаючу здатність.....	79
5.8.2 Розрахунок напруги на корпусі електроустановки.....	80
Висновки.....	81
ВИСНОВКИ.....	82
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	83

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

АТ автотрансформатор

ВВ обмотка високої напруги

СН обмотка середньої напруги

НН обмотка низької напруги

ПУЕ «Правил улаштування електроустановок»

РЗ релейний захист

КЗ коротке замикання

ТС трансформатор струму

ТН трансформатор напруги

СВ струмова відсічка

МСЗ максимальний струмовий захист

ДЗ дистанційний захист

КТ коефіцієнт трансформації

АПВ автоматичне повторне включення

СНЗНП струмовий направлений захист нульової послідовності

ТВП трансформатор власних потреб

ОПС оперативний постійний струм

ПЛ повітряні лінії

КЛ кабельні лінії

ВСТУП

Для видачі електричної енергії від сонячної електростанції потужністю 128 МВт в магістральні лінії Південної ЕС ДП НЕК «Укренерго» було спроектовано ПС 330 кВ «Прогресівка». Спроектowana підстанція вмикається до уже існуючої ПЛ 330 кВ Аджалик - Трихати. На захід та на північ від підстанції запроектована територія СЕС. Розміщення підстанції (ПС) на площадці та рішення її генерального плану обумовлені напрямками повітряних ліній 330 кВ та рельєфом місцевості. Під час проектування, проведеного у 2019-2020 рр., взаємне розташування споруд підстанції визначалось міркуваннями забезпечення підходів ліній електропередач до підстанції. При будівництві підстанцій і заходів повітряних ліній проектом передбачається застосування сучасного обладнання і будівельних конструкцій.

Для розміщення панелей релейного захисту, сигналізації, автоматики й керування, панелей власних потреб змінного струму, акумуляторної батареї зі щитом постійного струму, апаратури зв'язку, передбачається будівля загальнопідстанційного пункту правління (ОПУ). Для забезпечення безперебійної роботи підстанції проектом передбачено встановити багаторівневий релейний захист на вводах ПЛ 330 кВ Аджалик-Трихати, на збірних шинах 330 кВ, 110 кВ та 35 кВ, на кожному з відгалужень та силових автотрансформаторів. Обладнання та засоби релейного захисту має бути обрано згідно вимог до захисту підстанцій високої напруги та згідно розрахованих значень струмів короткого замикання.

1 ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПС 330/110/35 кВ «ПРОГРЕСІВКА»

1.1 Опис головної схеми електричних з'єднань

До підстанції організовано два заходи з ПЛ 330 кВ на ПС 330/35 кВ Прогресівка від ПЛ 330 кВ Аджалик-Трихати, зі забезпеченням високочастотного зв'язку. Проектований захід ПЛ 330 кВ «Аджалик» перетинає існуючу ЛЕП 220 кВ Трихати-Комінтерново. Проектом передбачено перевлаштування існуючої ЛЕП 220 кВ Трихати-Комінтерново без зміни напрямку її траси. Захист устаткування від хвиль перенапруг, що приходять з ліній 330 кВ та внутрішніх перенапруг, здійснюється нелінійними обмежувачами перенапруг Rexlim Q288-YN362, дані про який наведено у табл.1.1.

Таблиця 1.1 — Характеристики обмежувача перенапруг Rexlim Q288-YN362

Тип	Um, кВ	Ur, кВ	Ном. розряд. струм	Довготривала робоча напруга, кВ
Rexlim Q288-YN362	362	288	10 КАпик	230

Розподільча установка 330 кВ, трансформатори прийнято відкритої установки. Компоновка ВРУ 330 кВ по схемі «чотирикутник» прийнято із дворядним розташуванням вимикачів, з двома системами збірних шин, з жорсткою ошиновкою трубами та частково сталевалюмінієвими проводами, що призводить до зменшення експлуатаційних витрат [1]. Захист від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою блискавковідводів на конструкціях ВРУ 330 кВ й окремо розташованими блискавковідводами.

До збірних шин 330 кВ на їхніх лініях зв'язку під'єднано по 2 колонкові елегазові вимикачі LTV 420E2, з дугогасним пристроєм гасіння автокомпресійного типу, докладні характеристики описано в табл. 1.2. Енергія необхідна для вимкнення струмів КЗ частково забирається з самої дуги, тому енергія приводу складає менше 50% порівняно зі звичайними компресійними

вимикачами. Низьке енергоспоживання призводить до зниження механічних втрат і забезпечує високу надійність роботи [3].

Таблиця 1.2 — Технічні параметри елегазових вимикачів

Назва	U _{ном} , кВ	U _{роб. Макс} кВ	I _{ном} , А	I _{ном вимк} , кА	Повний час вимкн., мс
LTV 420E2	400	420	4000	50	40

Також встановлено 8 роз'єднувачі 330 кВ полупантографні з двома заземлюючими ножами в колах ПЛ 330 кВ «Трихати», і з одним заземлюючим ножем у колах ПЛ «Аджалик», усі з моторним приводом на головних та заземлюючих ножах та по 2 роз'єднувачі полупантографні з одним заземлюючим ножем. Роз'єднувачі можуть бути використані для створення видимого розриву при проведенні експлуатаційних чи ремонтних робіт, а також для перемикання між секціями збірних шин 330 кВ [2]. Для зняття показів про напругу використано вимірювальний трансформатор напруги індукційного типу з елегазовою ізоляцією TVI 420 330000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$, 100.

Таблиця 1.3 — Характеристики вимірювального ТН

Назва	U _{ном}	U _{ном1}	U _{ном2}	Навант ВА	Макс пот
TVI 420 330000	420	110 $\sqrt{3}$	110 3	100	1000-1500

Збір даних про рівень струму виконують вимірювальні трансформатори струму ІМВ 362 200/1 А.

Таблиця 1.4 — Характеристики вимірювального ТС

Назва	U _{ном} кВ	I _{ном} , А	I _{2ном} , А	Клас точності	Ном. вторинне нав., В*А
ІМВ 362 200/1 А.	330	2000	1	0,2s	30

На під'єднаннях секцій збірних шин 330 кВ до силових трансформаторів АТ-1 і АТ-2 встановлено роз'єднувачі полу пантографні з одним заземлюючим ножем та обмежувачі напруг Rexlim Q288-YN362 (табл.1.1)

У якості силових трансформаторів використано 3-фазні 2-х обмоточні автотрансформатори АТДТН-12500/330 У1 з номінальної потужністю 12500 кВА кожен.

Таблиця 1.5 — Технічні параметри силового автотрансформатору

Номінальна потужність, МВА	Номінальна напруга обмоток, кВ			Втрати, кВт		U _к , %			I _х , %	Схема з'єднань обмоток
	ВН	СН	НН	P _х	P _к	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН		
12500	330	110	35	80	345	10,5	37,5	6,5	0,6	Y _Н авто-Д- 0-11

До кожної трансформаторної установки вбудовані трансформатори струму з наступними параметрами:

Таблиця 1.6 — Параметри ТС вбудованих в АТ

Обмотка установки	Кількість, шт..	I _{ном1} , А	I _{ном2} , А	Клас точності	Ном. вторинне навантаження, ВА
ВН	3	400	1	10Р	30
СН	2	100	1	10Р	30
НН	2	1000	5	10Р	30

Зв'язок між ввідним вимикачем 35 кВ та абонентською КРПЗ 35 кВ виконано кабельними лініями 35 кВ з ізоляцією з шитого поліетилену марки АПвЭзПу-35 (1х90/35), на цих лініях встановлено обмежувачі перенапруг СВКС 51/SM-II. Збірні шини 110 кВ приєднані до АТ-1 і до АТ-2 лініями виконаними з 2-х проводів АС-240, для кожного трансформатору відповідно.

На шинах 110 кВ встановлено елегазові колонкові вимикачі з дугогасним пристроєм авто компресійного типу LTB 145D1/B, які приєднані до

кожної секції шин 110 кВ через роз'єднувачі 110 кВ з одним заземлюючим ножем.

Таблиця 1.7 — Характеристики роз'єднувача

Тип	Напруга, кВ		Номінальний струм, А	Номінальний струм відключення, кА	Час відключення, мс
	U _{ном}	U _{мах}			
LTV 145D1/B	110	126	3150	40	40

Для зняття даних про силу напруги на кожній секції шин встановлено індукційні вимірювальні трансформатори напруги EMF 123 1100000/ $\sqrt{3}$, які заземлено та ввімкнено через роз'єднувачі з одним ножем та обмежувачі перенапруг SBKC 102/SM-II, що виконують функцію по захисту обладнання від хвиль перенапруг, що надходять з ліній 330 кВ та можливих внутрішніх перенапруг [4].

Таблиця 1.8 — Характеристики індукційних вимірювальних ТН

Тип	Номінальна напруга, кВ	Потужність класу точності, ВА	Номінальні значення вторинної напруги, В	Кількість вторинних обмоток	Клас точності
EMF 123	123	100	$100\sqrt{3}$	2	5P

Покази струму отримуються з використанням трансформаторів струму ІМВ 123. Саме через збірні шини 110 кВ через КЛ-110 кВ створюється зв'язок ПС «Прогресівка» з СЕС-1 та СЕС-2.

Таблиця 1.9 — Параметри вимірювального ТС ІМВ 123

Тип	Номіналь- на напруга, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Номінальні значення первинного струму, А	Номінальні значення вторинного струму, А	Клас точності
ІМВ 123	110	126	1000	1	0.2s

КРПЗ 35 кВ виконано з використанням КРУ 35 кВ серії Gelset виробництва ТОВ «Elektrosvit». Збірні шини 35 кВ складаються з 2-х секцій по 4 приєднання кожна. На них встановлено ТС ІМВ 123 (табл. 1.9) і заземляємі трансформатори напруги ЗНОЛ.01 ПМИ.4-35 з внутрішньою твердою ізоляцією та обмежувачі перенапруг 35 кВ SBКС 51/SM-II.

Таблиця 1.10 — Технічні характеристики ТН ЗНОЛ.01 ПМИ.4-35

Тип	Номіналь- на напруга, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Номінальні значення вторинної напруги, В	Клас точності вторинної обмотки	Схем з'єднань обмоток
ЗНОЛ.01 ПМИ.4-35	35	40,5	$100\sqrt{3}$	1	1/1/1-0-0

Кожна секція підімкнена до силового трансформатору, ТВП-1 і ТВП-2 відповідно, які повинні забезпечувати живлення на щит власних потреб змінного струму 380/220 В, який знаходиться у будівлі ОПУ [6]. Навантаження власних потреб підстанції на розрахунковий період становить приблизно 630 кВА. Трансформатори власних потреб ТМГ-400/35/0,4 У1 було обрано з огляду на можливе розширення поточної конфігурації ПС «Прогресівка», і тому при поточній схемі, вони будуть завантажені на 50% кожен.

Таблиця 1.11 — Технічні характеристики трансформаторів власних потреб

Тип	S _{ном} , кВА	U _{ном} , кВ		Втрати, кВт		U _к , %	I _х , %	Схема з'єдн. обмот
		ВН	НН	P _х	P _к			
ТМГ-400/35/0,4	400	35	0,4	0,45	2,6	4,5	1,9	Y-Y _Н -0

1.2 Розрахунок струмів КЗ

Основними видами пошкоджень трансформаторів і автотрансформаторів є [6]:

- пошкодження, що виникають у обмотках трансформатору між фазами, а також на виводі автотрансформатору;
- однофазні та двофазні КЗ на землю, які виникають у обмотках, виводах, актуально для трансформатору виконаному зі заземленою нейтраллю, а також для автотрансформаторів;
- у трансформаторі з ізольованої нейтраллю також додається загроза однофазного КЗ на землю;
- короткі замикання у витках;
- загоряння у магнітопроводі.

За зовнішніх КЗ (КЗ на шинах, КЗ на приєднаннях, що живляться від трансформатора) значно зростають струми в обмотках трансформатора, що призводить до їх перегрівання, передчасного старіння ізоляції, та, як наслідок, до її пробою [6].

Розрахунок струмів КЗ необхідно проводити за базисних умов, тому зводимо характеристики ПС до базисного виду:

$$S_6 = S_c = 250 \text{ МВА}$$

$$U_{6(330)} = 330 \text{ кВ}$$

$$U_{6(110)}=110 \text{ кВ}$$

$$U_{6(35)}=35 \text{ кВ}$$

Наведемо параметри автотрансформатора АТДТН-125000/330/110/35:

$$U_{\text{КВ-Н}}=37 \%$$

$$U_{\text{КВ-С}}=10,5 \%$$

$$U_{\text{КС-Н}}=25 \%$$

Для розрахунку було обрано 3 контрольних точки, на найважливіших складових ПС:

K1 – на вводі автотрансформатору від живлячої лінії;

K2 – на шині 110 кВ, яка під'єднана до СН;

K3 – на одній з шин 35 кВ.

Опір трансформатору приведемо до базисних умов за наступними виразами [11] :

Сторона ВН трансформатора

$$\begin{aligned} x_{\text{В1}} = x_{\text{В2}} = x_{\text{ТВН}} &= \frac{0,5(U_{\text{КВ-Н}} + U_{\text{КВ-С}} - U_{\text{КС-Н}})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Т6}}} = \\ &= \frac{0,5(37 + 10,5 - 25)}{100} \cdot \frac{250}{125} = 0,225 \text{ в.о} \end{aligned}$$

Сторона СН трансформатора

$$\begin{aligned} x_{\text{С1}} = x_{\text{С2}} = x_{\text{ТСН}} &= \frac{0,5(U_{\text{КВ-С}} + U_{\text{КС-Н}} - U_{\text{КВ-Н}})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Т6}}} = \\ &= \frac{0,5(10,5 + 25 - 37)}{100} \cdot \frac{250}{125} = -0,015 \text{ в.о} \end{aligned}$$

Сторона НН трансформатора

$$\begin{aligned} x_{\text{Н1}} = x_{\text{Н2}} = x_{\text{ТНН}} &= \frac{0,5(U_{\text{КВ-Н}} + U_{\text{КС-Н}} - U_{\text{КВ-С}})}{250} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Т6}}} = \\ &= \frac{0,5(37 + 25 - 10,5)}{250} \cdot \frac{250}{125} = 0,515 \text{ в.о} \end{aligned}$$

Розрахуємо струми для базисних умов:

$$I_{6(330)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6(330)}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,437 \text{ кА}$$

$$I_{6(110)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6(110)}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1,312 \text{ кА}$$

$$I_{6(35)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6(35)}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 35} = 4,124 \text{ кА}$$

Наведемо схему заміщення підстанції рисунок 1.1.

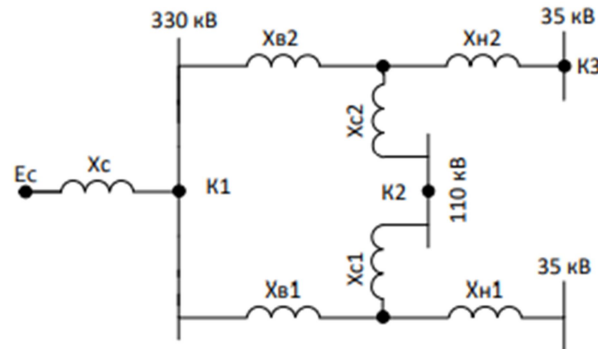
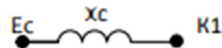


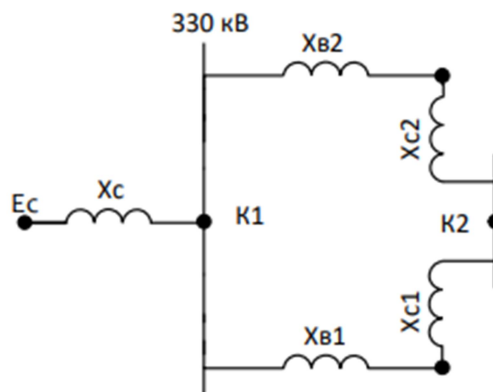
Рисунок 1.1 — Схема заміщення підстанції

Виконуємо перетворення схеми підстанції до еквівалентних для обраних точок короткого замикання [11]:

Для точки K1:



Для точки K2:



Опори x_{b1}, x_{c1} так як і x_{b2}, x_{c2} з'єднано послідовно. Звідси при послідовному перетворенні:

$$x_{1_2} = x_{b1} + x_{c1} = 0,225 + (-0,015) = 0,21 \text{ в. о.}$$

$$x_{2_2} = x_{b2} + x_{c2} = 0,225 + (-0,015) = 0,21 \text{ в. о.}$$

Спрощена схема набуває наступного вигляду:

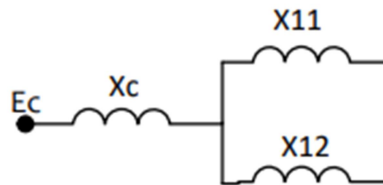


Рисунок 1.4 — Схема заміщення для т. К2 після послідовного заміщення
Опори x_{12} , x_{22} під'єднано паралельно, тому при паралельному перетворенні:

$$x_{32} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2} = \frac{0,21 \cdot 0,21}{0,21 + 0,21} = 0,105$$

Після паралельного перетворення схема зводиться до наступного вигляду:

Елементи з'єднані послідовно, тому еквівалентний опір у точці К2 знаходимо як:

$$\begin{aligned} x_{e2} &= x_c + \frac{(x_{ТВН} + x_{ТСН})(x_{ТВН} + x_{ТСН})}{(x_{ТВН} + x_{ТСН}) + (x_{ТВН} + x_{ТСН})} \\ &= 0,214 + \frac{(0,225 - 0,015)(0,225 - 0,015)}{(0,225 - 0,015) + (0,225 - 0,015)} = 0,319 \text{ в. о} \end{aligned}$$

Аналогічно для точки К3:

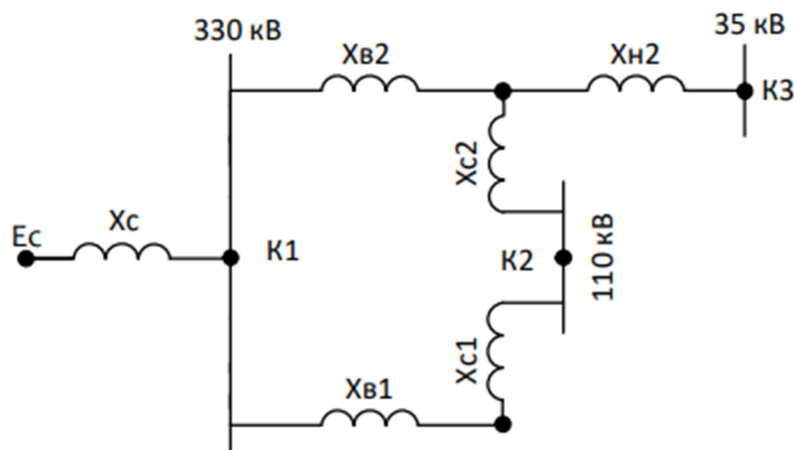


Рисунок 1.6 — Схема заміщення ПС для К3

З рис. 1.6 зрозуміло, що опори $x_{в2}$, $x_{с2}$ так як і опори $x_{в3}$, $x_{н3}$ послідовні відносно одне одного, звідси еквівалентний опір [5]:

$$x_{1_3} = x_{B2} + x_{C2} = 0,225 + (-0,015) = 0,21 \text{ в. о.}$$

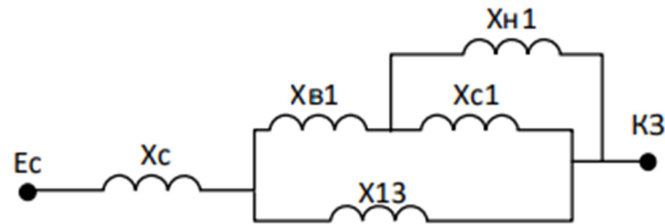


Рисунок 1.7 — Схема заміщення ПС після одного етапу спрощення до точки КЗ

Опори x_{1_3} , x_{B1} , x_{C1} розташовані у формі трикутника, який для зведення семи до простішого виду потрібно перетворити у зірку, рисунок 1.8.

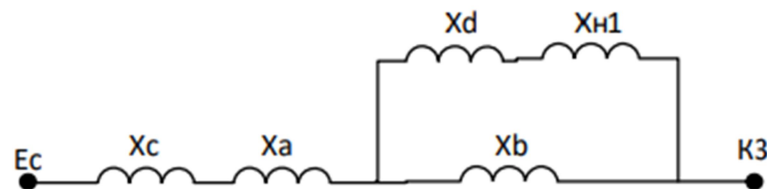


Рисунок 1.8 — Спрощена схема заміщення ПС для точки КЗ після перетворення

$$x_a = \frac{x_{B1} \cdot x_{1_3}}{x_{1_3} + x_{B1} + x_{C1}} = \frac{0,225 \cdot 0,21}{0,21 + 0,225 + (-0,015)} = 0,113 \text{ в. о.}$$

$$x_b = \frac{x_{C1} \cdot x_{1_3}}{x_{1_3} + x_{B1} + x_{C1}} = \frac{(-0,015) \cdot 0,21}{0,21 + 0,225 + (-0,015)} = -0,0075 \text{ в. о.}$$

$$x_d = \frac{x_{B1} \cdot x_{C1}}{x_{1_3} + x_{B1} + x_{C1}} = \frac{0,225 \cdot (-0,015)}{0,21 + 0,225 + (-0,015)} = -0,008 \text{ в. о.}$$

Опори x_d , x_{H1} , аналогічно до опорів x_b , x_{2_3} трансформуємо як паралельні, опори x_c , x_a трансформуємо послідовно (рисунок 1.9)

$$x_{3_3} = x_c + x_a = 0,214 + 0,113 = 0,327 \text{ в. о.}$$

$$x_{4_3} = \frac{(x_{H1} + x_d) \cdot x_b}{x_{H1} + x_d + x_b} = \frac{(0,515 - 0,008) \cdot (-0,0075)}{0,515 - 0,008 - 0,0075} = -0,0067 \text{ в. о.}$$

За отриманими результатами трансформацій, розраховуємо еквівалентний опір т. КЗ:

$$x_{e3} = x_{3_3} + x_{4_3} = 0,327 - 0,0067 = 0,32 \text{ в. о.}$$

Звідси, розрахункове значення струму КЗ для точки К1:

Значення еквівалентного опору:

$$x_{e1} = x_c = 0,214 \text{ в. о}$$

Звідси значення струму короткого замикання:

$$I_{кз1} = \frac{E_c}{x_{e1}} \cdot I_{б(330)} = \frac{1}{0,214} \cdot 0.437 = 2,042 \text{ кА}$$

Визначимо ударний струм трифазного КЗ:

Прийmemo $K_y = 1,8$ тоді:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз1} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 2,042 = 5,198 \text{ кА}$$

Розрахункове значення струму КЗ для точки К2:

$$x_{e2} = 0,319 \text{ в. о}$$

$$I_{кз2} = \frac{E_c}{x_{e2}} \cdot I_{б(110)} = \frac{1}{0,319} \cdot 1,312 = 4,111 \text{ кА}$$

Визначимо ударний струм трифазного КЗ:

Прийmemo $K_y = 1,62$ тоді:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз2} = \sqrt{2} \cdot 1,62 \cdot 4,111 = 9,418 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів КЗ для обраної точки КЗ:

$$x_{e3} = 0,32 \text{ в. о.}$$

Розрахункове значення струму КЗ для точки КЗ:

$$I_{кз3} = \frac{E_c}{x_{e3}} \cdot I_{б(35)} = \frac{1}{0,32} \cdot 4,124 = 12,887 \text{ кА}$$

Визначимо ударний струм КЗ:

Прийmemo $K_y = 1,37$ тоді:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз3} = \sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot 12,887 = 24,968 \text{ кА}$$

Усі розраховані струми короткого замикання для підстанції наведено у табл.1.12.

Таблиця 1.12 — Результати розрахунку струмів КЗ

Точка для якої розраховувався струм КЗ	Значення струму трифазного КЗ, кА
К1	2,042
К2	4,111
К3	12,887

Висновки

У цьому розділі магістерської дисертації розглянута головна схема електричних з'єднань електричної підстанції 330/110/35 кВ «Прогресівка», а також розраховано струми короткого замикання для 3-х контрольних точок (на шині 330 кВ, на шині 110 кВ і на шині 35 кВ).

2 ВИБІР РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПС

2.1 Вимоги до релейного захисту згідно ПУЕ та ТЗ на проектування

2.1.1 Вимоги до релейного захисту ліній 330 кВ

При проектуванні релейного захисту для ліній напругою 110-750 кВ необхідно передбачити пристрої релейного захисту для захисту від міжзаних КЗ (2 і 3-х фазних), однофазних КЗ на землю (мережа з глухозаземленою нейтраллю) та від перевантажень. Відповідно до СОУ НЕК 20.261:2019 для лінії 330 кВ, необхідно передбачити наявність основного та резервного захисту для забезпечення дальнього резервування.

2.1.1.1 Вибір основного захисту для ліній 330 кВ

Рекомендовано використовувати МПРЗА як при проектуванні нових ділянок ліній так і для реконструкції уже існуючих. Згідно ПУЕ для ліній 330 кВ в якості основного повинен бути передбачений захист, який спрацьовує без затримки за часом у зоні захисту. Згідно СОУ НЕК 20.261:2019, при використанні на повітряній лінії оптоволоконного кабелю, у якості основного захисту має бути застосовано мікропроцесорний пристрій диференційного струмового захисту з можливістю організації дистанційного захисту від всіх видів коротких замикань, можливістю дистанційно обрати окремо фазу на якій виникла надзвичайна ситуація. При цьому оптоволоконні кабелі для потреб релейного захисту повинні бути підключені безпосередньо до пристрою, минаючи апаратуру зв'язку [29].

Проте лінія, до якої під'єднується ПС «Прогресівка», Аджалик-Трихати, не оснащена оптоволоконним типом зв'язку. У подальшому згідно з технічним завданням побудова оптоволоконного зв'язку не передбачена. Тому, для випадку відсутності оптоволоконного каналу, згідно СОУ НЕК 20.261:2019, основним захистом має бути ДФЗ, який компенсує ємнісний струм в пускових елементах терміналу (необхідність такого рішення має бути підтверджена розрахунками), він має бути абсолютно селективним, можливістю дистанційно

обрати окремо фазу на якій виникла надзвичайна ситуація. Основний захист мусить виконувати роль дистанційного і струмового захисту.

2.1.1.2 Вимоги до вибору резервного захисту лінії 330 кВ

Відповідно з СОУ НЕК 20.261:2019, резервний захист має бути виконано на базі МП дистанційного захисту від всіх видів коротких замикань, який мусить виконувати струмовий захист від коротких замикань на землю, з віддаленим відключенням і пришвидшенням, бути струмовим захистом від коротких замикань, які виникають між фазами. Якщо повітряна лінія має бути організовані додатково віддалена селекція фази, на якій виникло пошкодження. Відповідно до СОУ НЕК 20.261:2019, п.6.8.3.5, резервний захист повинен суміщувати наступні функції:

- при виникненні асинхронного режиму, хитань системи, перебоїв у роботі ланцюгів змінної напруги має бути заблоковано дистанційний захист;
- МСЗ для аварійних режимів;
- ефективно захищати від виникнення неповно фазних режимів;
- мати індикатор фази, на якій виникло пошкодження;
- ідентифікувати місце виникнення пошкоджень;
- незалежне регулювання уставок вимірювальних органів і їх витримок часу;
- змінювати напрямки ступенів незалежно;
- ланцюги прискорень (автоматичне і оперативне) мають мати вибір ступенів;
- реагувати на ввімкнення лінії на коротке замикання, прискорюючись;
- мати не менш як 4 набори уставок;
- забезпечувати для 2-х вимикачів функцію ПРВВ.

2.1.1.3 Керування комутаційним обладнанням

Відповідно до пункту 6.8.3.7 СОУ НЕК 20.261:2019, для здійснення управління вимикачами має бути запроектовано МПА управління вимикачами з наступними можливостями: закріплювати положення для вимикачів, проводити моніторинг газового тиску, надавати сповіщення про стан вимикачів, реагувати на збої при перемиканні фаз, АПВ, ПРВВ. Вимкнення має здійснюватися через

основні та резервні соленоїди вимкнення у пристрої. Є доцільним, спроектувати шлях ручного управління вимикачами ключами управління, у разі виходу з ладу АСУ ТП.

2.1.2 Вимоги до релейного захисту автотрансформаторів

У автотрансформаторах існує електричний зв'язок між обмотками ВН і СН, для попередження виносу потенціалу ВН на обмотку СН автотрансформатор завжди повинен працювати у режимі з заземленою нейтраллю, яка є спільною для сторін ВН і СН. На стороні ВН автотрансформатор підключається зазвичай через 2 вимикачі: схема багатокутника, полуторна [29]. В цих схемах вимикач, зазвичай, відноситься 2 приєднанням, між якими розміщений [1]. На стороні СН можливе розташування 2 вимикачів на різних секціях, але частіше всього один, який в ремонтному режимі замінюється обхідним.

На автотрансформаторі є обмотка НН з'єднана в трикутник. Потужність цієї обмотки складає 40-50% потужності трансформатора. Напряга КЗ цієї сторони близько у 2 рази більше ніж на стороні ВН, тому відповідно, струм КЗ на стороні НН приблизно в 3 рази менше, ніж струм КЗ на обмотці СН. Це створює труднощі по забезпеченню чутливості загального захисту автотрансформатору на цій стороні [28].

Сторона НН має напругу 6-35 кВ, до неї може бути підключається навантаження, синхронний компенсатор, трансформатор власних потреб підстанції, обмотка може бути встановлена без навантаження. В останньому випадку на стороні НН встановлюються розрядники і трансформатори напруги для контролю ізоляції [1]. Якщо сторона НН має напругу 6-10 кВ, то для зниження струмів КЗ застосовується реактор, що змушує виконати на стороні НН додаткову диференціальну захист реактора (відсутня).

Згідно ПУЕ потрібне застосування наступних захистів для трансформаторів:

- Захист від внутрішніх пошкоджень для трансформаторів менш 4МВА - максимальний захист і струмове відсічення, для трансформаторів більшої потужності передбачення диференційного захисту.
- Для захисту від зовнішніх пошкоджень має бути передбачено МСЗ (з або без блокуванням контактів за рівнем напруги). Вона ж використовується як резервна захист трансформаторів. Для автотрансформаторів резервні захисту боку ВН і НН повинні бути узгоджені з захистами приєднань, що відходять боку ВН, СН. Для цього захист повинні відповідати за своїми характеристиками захист відходять (живлять) ліній на цих сторонах [29]. З огляду на, що на стороні ВН і СН повинні бути транзитні лінії, обладнані дистанційними, а також струмовими спрямованими захистами від замикань на землю, такі ж захисту повинні бути встановлені на стороні ВН і СН АТ.
- Захист від 1-фазних КЗ на кожній зі сторін трансформатора з глухо заземленою нейтраллю.
- Має бути встановлені газові реле і термінали РПН з сигнальною функцією.
- При виявленні перевантаження має спрацьовувати індикація. При відсутності обслуговуючого персоналу на підстанції, захист від перевантажень має бути дією на вимкнення або розвантаження.

Відповідно СОУ НЕК 20.261:2019 6.8.8.2, для захисту АТ 330(220)/150(110) кВ потрібно передбачати:

- взаємодубльовані МП з диференційним захистом АТ, дистанційним і струмовим захистом, направленими в бік ВН та СН, захисту від перевантаження, диференційного захисту ошинування сторони НН;
- панель технологічних захистів;
- окремий пристрій керування РПН;
- у разі підключення автотрансформатору до шин без вимикача, диференційний захист шини і диференційний захист ошиновки з'єднуються разом; у випадку,

– захист від пониження рівню масла у АТ, РПН має спрацьовувати на вимкнення автотрансформатору при спрацюваннях сигнальних і основного контакту.

2.1.3 Вимоги до релейного захисту ліній 110 кВ

При виборі релейного захисту для ліній напругою 110 – 220 кВ питання про тип основного захисту, зокрема про необхідність застосування захисту, який без затримки спрацьовує у зоні захисту, треба вирішувати в першу чергу з урахуванням вимоги збереження стійкості роботи енергосистеми [29]. У випадку, коли за розрахунками стійкості, не виникають додаткові вимоги до стійкості енергосистеми, то можна вважати, що стійкість системи зберігається, коли при КЗ залишкова напруга на шинах підстанцій і станцій є нижчою ніж $0,6-0,7U_{ном}$, відключають без витримки часу. Дещо менше значення залишкової напруги ($0,6 U_{ном}$) допускається для ліній 110 кВ.

При виборі типів захистів, на лініях 110-220 кВ, окрім вимог по стійкості необхідно враховувати наступне [1]:

1) пошкодження, вимкнення яких з витримкою часу може призвести до порушення роботи відповідальних споживачів, треба відключати без витримки часу (наприклад, пошкодження, за яких залишкова напруга на шинах електростанцій та підстанцій буде нижчою ніж $0,6 U_{ном}$, і вимкнення їх з витримкою часу може призвести до саморозвантаження споживачів унаслідок лавини напруги, або пошкодження, за яких залишкова напруга становить $0,6 U_{ном}$ і більше, але вимкнення їх з витримкою часу може призвести до порушення технології);

2) у разі запровадження швидкодіяного АПВ на лінії має бути встановлено швидкодіяний захист, який вимикає з обох кінців без затримки за часом лінію, на якій сталось КЗ;

3) у разі вимкнення з витримкою часу пошкоджень зі струмами, які в декілька разів перевищують номінальний, необхідно враховувати допустиме перегрівання провідників;

4) для кабельних ліній та змішаних кабельно-повітряних ліній напругою 110 кВ і вище, з урахуванням вимог, викладених у необхідно як основний передбачати захист, що забезпечує вимкнення КЗ на лінії без витримки часу.

2.1.4 Вимоги до релейного захисту ліній 35 кВ

Для ліній 6-35 кВ повинні бути встановлені захисти від однофазних КЗ на землю, а також міжфазних КЗ, який повинен бути включений у фази А і С по усіх ділянках мережі. Захист від однофазних КЗ одночасно, зазвичай, виконує ще й сигнальну функцію для персоналу. Можливе також оснащення ліній пристроєм контролю ізоляції. На магістральних лініях з однобічним живленням необхідно встановлювати двоступеневий струмовий захист від міжфазних КЗ, тобто МСЗ з витримкою часу та струмову відсічку без витримки за часом [28].

Вимоги до релейного захисту: у двох фазах встановлюється двоступеневий струмовий захист. Так як залежна характеристик неефективна, другий ступінь має бути з незалежною характеристикою [1]. Захист від КЗ на землю приєднується до кабельного ТС, для компенсованих мереж діє на сигнал, встановлюється за напрямком активної потужності нульової послідовності..

Якщо струмовий захист не виконує вимоги за чутливістю необхідно використовувати комбіновані струмові захисти за мінімальним рівнем напруги, за зворотніми складовими струмів або напруг. Для ліній, які живляться з обох боків, або які входять до кільцевих мереж заживлених від одного джерела, є доцільним використовувати захисти такі ж як і для ліній з одним живлячим елементом. Якщо це паралельні лінії з одним джерелом живлення, відімкнені до одного спільного вимикача є можливим застосування захисту такого ж як і для одиночної лінії.

2.1.5 Вимоги до релейного захисту шин 330 і 110 кВ

Найбільшим вразливими до КЗ, які виникають у енергосистемах є КЗ, які можуть виникнути на шинах підстанцій. Зазначені пошкодження викликають значне підвищення рівнів струмів, а також викликають необхідність відімкнення усіх розгалужень, незалежно від їхнього стану [1].

Відповідно до СОУ НЕК 20.261:2019, для захисту шин 330 – 500 кВ є необхідним встановлення МПРЗА, який забезпечить диференційний захист з гальмуванням, з веденням чутливих органів при обрубаннях, для кожної системи шин, виконаному для 3-х фаз з не менш як чотирма приєднаннями. потрібно використовувати мікропроцесорний пристрій диференційного захисту на кожному шині із гальмуванням та введенням чутливого органу при опробуванні, у трифазному виконанні з числом приєднань не менше чотирьох.

2.2 Вибір релейного захисту ПС

Відповідно СОУ НЕК 20.261:2019 та СОУ НЕК 35.101:2018 всі пристрої релейного захисту мають відповідати переліченим вимогам:

- 1) Пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики мають бути виконані на основі мікропроцесорів;
- 2) На електричній підстанції МП мають відповідати принципу максимальної однотипності.
- 3) Для підтримки відліку часу пристрої релейного захисту мають бути з підтримкою протоколу РТР v2.
- 4) Для інтеграції до АСУТП ПС пристрої мають мати не менш як два оптичні порти IEC61850 і ще додатковий порт для наладки і моніторингу стану пристроїв.
- 5) Термінали релейного захисту мають мати технічну можливість бути підключеними до дубльованої оптичної шини за допомогою протоколів PRP/HSR.

Нехтувати будь-яким з пунктів наведених вимог не допускається. На даній ПС було обрано встановити МПРЗА виробництва АВВ.

2.2.1 Вибір релейного захисту ліній 330 кВ

Відповідно до вимог наведених у пункті 2.1.1.1 в якості основного захисту лінії 330 кВ має бути обраний пристрій, який виконує функцію диференційно-фазного захисту. На ринку є 3 мікропроцесорні пристрої, що виконують дану функцію:

1. L-60 виробництва General Electric (Канада).
2. MiCOM P547 виробництва Alstom (Франція).
3. «Діамант L040» фірми «Хартрон-Інкор», м. Харків, Україна.

З перелічених вище пристрої L-60 та MiCOM P547 задовольняють усім вимогам СОУ НЕК 20.261:2019, а Діамант L040 не має функції синхронізації за часом відповідно до протоколу РТР v2 та не може бути підключеним до дубльованих шин через протоколи PRP/HSR. Згідно з вимогами у п. 2.1.1.1 пристрій повинен мати пускові органи, які відчутні у терміналі MiCOM P547, тому цей пристрій не може бути застосований.

Основним захистом ліній 330 кВ обрано пристрій лінійки «L60», виробництва «General Electric», який забезпечить диференційно-фазний високочастотний захист, з наданням наступних можливостей:

- диференційно-фазний високочастотний захист, для цього з кожного кінця лінії мають бути встановлені по два напівкомплекти, синхронізовані одне з одним. Через високочастотний канал передавачем типу ОРІОН-УПЗ надсилаються виміри фазового кута струму з одного боку лінії до іншого;
- при виникненні хитань у мережі чи пошкодженнях у ланцюгах напруги реагує двохступеневий захист від коротких замикань між фазами і двохступеневий диференційний захист на землю, які блокуються;

- триступеневий струмовий захист нульової послідовності від однофазного короткого замикання на землю. Кожна ступінь може спрацьовувати як на вимикання, так і на подачу сигналу;
- МСЗ від усіх видів коротких замикань між фазами, який набуває робочого стану лише при умові заблокованого ДЗ, у наслідку пошкодження ланцюгів напруги, має бути задано уставкою;
- ідентифікувати місце виникнення пошкоджень;
- при відмові високочастотного каналу диференційно-фазний захист блокується;
- ефективно захищати від виникнення неповно фазних режимів;
- МСЗ для аварійних режимів, набуває робочого стану лише при заблокованому ДЗ у наслідок пошкодження ланцюгів напруги.

Дія захистів здійснюється на обидва електромагніти вимкнення відповідного В-330. При роботі захистів, несправності терміналу, каналів зв'язку, відсутності оперативного струму забезпечується дія в схему АСУТП (по оптичним портам), а також в схему реєстратора.

Відповідно до п. 2.1.1.2 у якості резервного захисту на даних лініях передбачаємо використання багатофункціонального мікропроцесорного пристрою типу REL670 фірми «ABB». При роботі захистів, несправності терміналу, відсутності оперативного струму забезпечується дія в схему центральної сигналізації, а також в схему реєстратора. Сигналізація на панелі виконується на світло діодах МП [9].

Резервний захист виконаний на базі REL670 виконує наступні функції:

- 5 незалжених ступенів та один керований для дистанційного захисту від усіх типів коротких замикань, з функцією заблокування при хитаннях потужності мережі і пошкодженні ланцюгів напруги. Параметри спрацювання ступенів можна задавати незалежно одну від одної, як без напрямку так і спрямовано.

Струм нульової послідовності слугує за вимірювану величину, дорівнює геометричній сумі фазних струмів, які надходять на аналогові входи пристрою;

- аварійним захистом при відмові ланцюгів напруги (для уникнення хибних спрацювань ДЗ заблоковується) є ступеневий максимальний МСЗ, також може бути використаний як резервний струмовий захист, незважаючи на стан ланцюгів напруги;
- фазовий селектор, який працює незалежно,
- ідентифікація місця виникнення надзвичайної події. Розраховується віддаленість від місця виникнення пошкодження на основі значень отриманих миттєвих показників контрольних величин;
- запис і збереження даних про 8 останніх надзвичайних подій і 600 сповіщень про зону захисту, у режимі реального часу. Інформація автоматично оновлюється, постійний запис миттєвих значень величин;
- безперервний контроль стану пристрою, здійснюється автоматично, проводиться протягом всього робочого часу. При виявленні несправностей усі функції терміналу заблоковуються для уникнення хибних спрацювань;
- моніторинг рівня напруги.

Для управління вимикачем встановлено пристрій REC670, який забезпечує:

- автоматичне повторне увімкнення
- ПРВВ;
- МСЗ, 2 ступені якого мають незалежні одне від одного уставки за часом, одна має зворотньо залежну;
- максимальний струмовий захист від КЗ на землю;

- запис і збереження даних про надзвичайні події і сповіщень про зону захисту, у режимі реального часу. Інформація автоматично оновлюється, постійний запис миттєвих значень величин;
- безперервний контроль стану пристрою, здійснюється автоматично, проводиться протягом всього робочого часу. При виявленні несправностей усі функції терміналу заблоковуються для уникнення хибних спрацювань.

2.2.2 Вибір релейного захисту автотрансформаторів

Основним захистом автотрансформатору є газовий захист. Такий тип захисту потрібен, щоб запобігти пошкодженням усередині автотрансформатору, у наслідок розкладання масла під впливом проходження електричної дуги. Приєднується через розсік труби, яка з'єднує бак з розширювачем. Гази, які утворюються під час короткого замикання легші за трансформаторне масло, тому вони відразу підіймаються до розширювача.

Газовий захист реагує на пошкодження, потрапляння до баку повітря, русі масла та при вібрації корпусу АТ. Газове реле має індикатор, за яким можна спостерігати за рівнем газу, після спрацювання необхідно надати зразок газу для аналізу [10].

Відповідно до стану автотрансформатору і його інструкції з експлуатації уставка газового реле може бути змінена.

До основних переваг газового реле можна віднести: простота конструкції, висока швидкодія при пошкодженнях, дія на сигнал та відключення залежно від масштабності пошкодження. До недоліків можна віднести: газове реле не реагує на пошкодження, які можуть виникнути на виводах та необхідність вимкнення реле при проведенні експлуатаційних робіт на АТ (ремонт, доливання масла до баку).

Відповідно до вимог описаних у пункті 2.1.2 до проводимо вибір пристрою захисту для автотрансформатору. Усі зазначеним вимогам повністю відповідає

пристрій RET 670 виробництва «ABB». В якості захисту автотрансформатора передбачається використання двох взаємно дублюючих комплектів захисту, які включають як основний так і резервний захист. 1 та 2 комплекти виконуються на базі багатофункціонального мікропроцесорного пристрою типу RET670 фірми «ABB» з основною функцією диференційного захисту з гальмуванням (ДЗТ) [13]. Також, можуть бути використані наступні функції: обмежений захист від замикань на землю в трансформаторі; дистанційний захист трансформатора (5 ступенів) для забезпечення дальнього резервування направлені в бік ВН та СН; диференційний захист ошиновки 110 та 35 кВ (ДЗО-110, ДЗО-35); максимальний струмовий захист 330 кВ з витримкою часу; максимальний струмовий захист 110, 35 кВ; запис і збереження даних про 8 останніх надзвичайних подій і 600 сповіщень про зону захисту, у режимі реального часу. Інформація автоматично оновлюється, постійний запис миттєвих значень величин; безперервний контроль стану пристрою, здійснюється автоматично, проводиться протягом всього робочого часу. При виявленні несправностей усі функції терміналу заблоковуються для уникнення хибних спрацювань.

Набір функцій, які виконує, мікропроцесорний пристрій RET670 поєднує основний захист трансформатору, резервний захист ДЗ (від спільних з ДЗТ обмоток ТС) та МСЗ (від окремої обмотки ТС – вмонтованого у вводи силового трансформатору), захист вводів 110, 35 кВ (розгалуження струмових кіл для ДЗТ і МСЗ по стороні 110,35 кВ виконується у внутрішній логіці терміналу).

Для регулювання напруги застосовано пристрій Тарсон BPL. Пристрій TAPCON BPL служить для підтримки постійного вихідної напруги групи трансформаторів. Пристрій TAPCON® 260 порівнює виміряна напруга групи трансформаторів ($U_{\text{факт.}}$) з певним заданим напругою ($U_{\text{задан.}}$). Різниця між $U_{\text{факт.}}$ і $U_{\text{задан.}}$ - це відхилення напруги (dU). Параметри регулятора напруги TAPCON® 260 можна оптимально пристосувати до поведінки напруги, що дозволяє досягти збалансованого режиму регулювання при мінімальному числі перемикачів пристроїв РПН.

Регулятор напруги TAPCON® 260 управляє регульованими трансформаторами групи трансформаторів. Поряд з функцією регулювання напруги TAPCON® 260 також може виконувати зазначені нижче функції:

- Вбудовані функції захисту: блокування по мінімальному і максимальному напрузі; швидкий автоматичне повернення при виявленні перенапруги;
- Компенсація падіння напруги в лінії (компенсація LDC);
- Компенсація коливань напруги в багатоконтурною мережі (Z-компенсація);
- Індивідуально програмовані користувачем цифрові входи і виходи.

2.2.3 Вибір релейного захисту ліній 110 кВ

В якості захисту на даній лінії передбачається використання двох взаємно дублюючих комплектів захисту, які включають як основний так і резервний захист лінії 110 кВ. Відповідно з вимогами у п.2.1.3, 1 та 2 комплекти виконуються на базі мікропроцесорного пристрою типу RED670 фірми «ABB», який реалізує наступні функції: від усіх типів коротких замикань основним захистом є диференційний захист, для цього на кожному з кінців лінії мають бути встановлені 2 термінали, у разі виникнення КЗ лінія буде миттєво вимкнена з обох боків вимикачами; як основний захист від усіх видів КЗ. Для реалізації даної функції встановлюються два пристрої на обох кінцях ПЛ, у випадку пошкодження лінія вимикається з двох сторін відповідними вимикачами без витримки часу; 5 незалжених ступенів та один керований для дистанційного захисту від усіх типів коротких замикань, з функцією заблокування при хитаннях потужності мережі і пошкодженні ланцюгів напруги. Параметри спрацювання ступенів можна задавати незалежно одну від одної, як без напрямку так і спрямовано; чотириступеневий напрямлений струмовий захист від коротких замикань на землю; фазовий селектор, який працює незалежно; запис і збереження даних про 8 останніх надзвичайних подій і 600 сповіщень про зону захисту, у режимі реального часу. Інформація

автоматично оновлюється, постійний запис миттєвих значень величин; безперервний контроль стану пристрою, здійснюється автоматично, проводиться протягом всього робочого часу. При виявленні несправностей усі функції терміналу заблоковуються для уникнення хибних спрацювань.

Дія захистів здійснюється на обидва електромагніти вимкнення відповідного В-110. При роботі захистів, несправності терміналу, каналів зв'язку, відсутності оперативного струму забезпечується дія в схему АСУТП, а також в схему реєстратора.

Для управління вимикачем встановлено пристрій REC670, який забезпечує:

автоматичне повторне увімкнення

- ПРВВ;

- МСЗ, 2 ступені якого мають незалежні одне від одного уставки за часом, одна має зворотньо залежну;

- максимальний струмовий захист від КЗ на землю;

- запис і збереження даних про надзвичайні події і сповіщень про зону захисту, у режимі реального часу. Інформація автоматично оновлюється, постійний запис миттєвих значень величин;

- безперервний контроль стану пристрою, здійснюється автоматично, проводиться протягом всього робочого часу. При виявленні несправностей усі функції терміналу заблоковуються для уникнення хибних спрацювань.

2.2.5 Вибір релейного захисту шин 330 і 110 кВ

У відповідності з вимогами, описаними у пункті 2.1.5, у якості захисту шин 330 кВ передбачається використання двох взаємно дублюючих комплектів захисту на 1 та 2 с.ш. 330 кВ. 1 та 2 комплекти виконуються на базі мікропроцесорного пристрою типу REB670 фірми «ABB», який реалізує

наступні функції: диференційний захист, у якості основного захисту від усіх типів коротких замикань; фазовий селектор, який працює незалежно; безперервний контроль стану пристрою, здійснюється автоматично, проводиться протягом всього робочого часу. При виявленні несправностей усі функції терміналу заблоковуються для уникнення хибних спрацювань; світлодіодний сигнал про виявлення порушень у роботі під час самодіагностики пристрою; зміна світлодіодного сигналу у залежності від відсутності/наявності сигналів на входах та при спрацюванні захистів. Резервування виконується на REC670 та REL670.

В якості захисту шин 110 кВ передбачається використання одного комплекту захисту на 1 та 2 с.ш. 110 кВ. Один комплект виконуються на базі 3х однофазних мікропроцесорних пристроїв типу REB670 фірми «ABB», який реалізує наступні функції: автоматичне повторне увімкнення, ПРВВ; МСЗ, 2 ступені якого мають незалежні одне від одного уставки за часом, одна має зворотно залежну; максимальний струмовий захист від КЗ на землю; запис і збереження даних про надзвичайні події і сповіщень про зону захисту, у режимі реального часу. Інформація автоматично оновлюється, постійний запис миттєвих значень величин; безперервний контроль стану пристрою, здійснюється автоматично, проводиться протягом всього робочого часу. При виявленні несправностей усі функції терміналу заблоковуються для уникнення хибних спрацювань. У приміщенні ЗПК встановлюється МП, на якому збираються елементи струмових кіл ДЗ.

2.2.6 Вибір релейного захисту ліній 35 кВ

Згідно вимог наведених у п. 2.1.4, захист та автоматика ТВП 35 кВ виконується в комірках на базі мікропроцесорних терміналів захисту REF615. Вони виконують функції: максимального струмового захисту (МСЗ) направлений та ненаправлений; струмової відсічки (СВ); захисти від підвищення та зниження напруги (ЗПН, ЗМН); захисти від підвищення та зниження частоти (ЗПЧ, ЗМЧ); - АЧР/ЧАПВ; реєстрації аварійних подій.

Автоматика вимикача 35 кВ виконана на базі МП REF615. До комірок ТН-35 кВ кожної секції шин 35 кВ організована ділянка схеми оперативного блокування вихатних елементів та заземлюючих ножів.

Висновки

У цьому розділі розглянуті головні вимоги до організації релейного захисту об'єктів на підстанції (шини, автотрансформатори), а також до організації РЗА для ліній, приєднаних до ПС. Згідно поставлених вимог, було обрано пристрої релейного захисту і автоматики, для яких наведено опис функцій, які вони виконують. Релейних захист було вирішено організовувати на мікропроцесорних терміналах виробництва «ABB».

3 ФУНКЦІЇ ТА РОЗРАХУНОК УСТАВОК СПРАЦЮВАННЯ RET670

3.1 Функції пристрою РЗА RET670

3.1.1 Призначення та загальні функції

Для селективного захисту з високої швидкістю спрацювання, моніторингу та управління таких об'єктів як: дво- і три- обмоткові трансформатори, автотрансформатори, блоки генератор-трансформатор, фазорегулятори і шунтуючі реактори призначений RET670. RET670 зберігає функціональність в умовах змін частот в енергосистемі при аномальних режимах, перехідних режимах, запусках/вимкненнях генераторів та двигунів великої потужності [16]. Пристрій виконує наступні перелічені функції, надані у табл.. 3.1.1

Таблиця 3.1 — Функції пристрою RET670

Код ANSI	Функція
Диференційний захист	
87T	Диференціальний захист трансформатора, двообмотковий трансформатор (PDIF)
87T	Диференційний захист трансформатора, трьох обмотковий трансформатор (PDIF)
87N	Диференційний захист нульової послідовності від замикань на землю (PDIF)
87	Високоімпедансний диференційний захист (PDIF)
21	Зони дистанційного захисту (PDIS)
21	Вибір фази з додатковим навантаженням (PDIS)
78	Виявлення хитань в енергосистемі (RPSB)
Струмовий захист	
50	Швидкодіючий фазний максимальний струмовий захист (PIOC)
51/67	Чотирьохступеневий фазний максимальний струмовий захист (POCM)
50N	Швидкодіючий МСЗ нульової послідовності (PIOC)
49	Захист від теплового перевантаження, 2 постійні часу (PTTR)
50BF	Функція резервування відмов вимикача (RBRF)
52PD	Захист від відмови перемикачання полюсів вимикача (RPLD)
Захист по напрузі	
27	Двохступеневий захист від зниження напруги (PUVM)
59	Двохступеневий захист від підвищення напруги (POVM)
59N	Двохступеневий захист від підвищення напруги (POVM)

Продовження таблиці 3.1

24	Захист від перезбудження (PVPH)
Захист по частоті	
81	Захист від зниження частоти (PTUF)
81	Захист від підвищення частоти (PTOF)
81	Захист від швидкості зміни частоти (PFRC)
Контроль вторинних ланцюгів	
81	Контроль струмових ланцюгів (RDIF)
81	Контроль ланцюгів змінної напруги (RFUF)
Управління	
25	Контроль синхронізму і подачі напруги (RSYN)
	Апаратне управління для 6 (макс) приєднань, максимум 30 апаратів, включаючи блокування (APC30)
	Апаратне управління для 1 приєднання, максимум 15 апаратів (2 вимикача), включаючи блокування (APC15)
Логіка	
	Логіка вимкнення (PTRC)
	Логіка матриці вимкнення (GGIO)
Моніторинг	
	Вимірювання (MMXU)
	Лічильник подій (GGIO)
	Звіт про аномальні режими (RDRE)
Облік	
	Логіка лічильника імпульсів (MMTR)
Зв'язок з АСУТП	
	Зв'язок по IEC61850-8-1
	Протокол зв'язку по LON
	Протокол зв'язку по SPA
	Протокол зв'язку по IEC870-5-103
	Одиночна команда, 16 сигналів
	Передача множинної команди
Дистанційний зв'язок	
	Передача дискретних сигналів на віддалений кінець лінії

3.1.2 Диференційний захист

Завдання диференційного захисту силового трансформатора полягає в тому, щоб визначити, чи знаходиться пошкодження в зоні захисту або поза зоною захисту. зона захисту обмежується місцями установки трансформаторів струму і в принципі може включати не тільки трансформатор, а й інші об'єкти. Якщо несправність розпізнається як внутрішня, несправний силовий

трансформатор повинен бути швидко відключений від системи. Передбачається, що ТС підключені за схемою зірка. Вторинні кола ТС можна заземлити або на боці «До об'єкту», або на стороні «Від об'єкту». Внутрішньо диференційний захист використовує позитивний (опорний) напрямок в сторону силового трансформатора. Таким чином, ІЕП буде завжди внутрішньо вимірювати струми на всіх сторонах силового трансформатора з однаковим опорним напрямком в бік обмоток силового трансформатора [19].

Навіть в робочому силовому трансформаторі, струми які протікають через нього зазвичай розрізняються. Це обумовлено числом витків і групами з'єднань обмоток трансформатора, що захищається. Тому, диференційний захист повинен корелювати всі струми один з одним до виконання будь-яких розрахунків. Для визначення того, чи є пошкодження внутрішнім або зовнішнім переважно використовується селектор внутрішніх / зовнішніх пошкоджень на базі величин струмів зворотної послідовності. Він не тільки здатний відрізнити внутрішнє пошкодження від зовнішнього, але також здатний визначати незначні ушкодження, які не можуть бути виявлені «звичайним» диференціальним захистом з гальмуванням. Спрацювання будь-якої диференціальної функції викликає спрацювання загального сигналу відключення [16]. Окремі сигнали відключення від різних частин дифзахисту не забезпечують селективність роботи у випадку ушкодження. У деяких випадках, це призведе до 6 мс різниці у часі, наприклад, подача сигналу відключення від захисту з гальмуванням і подача сигналу загального відключення. Окремі сигнали відключення використовують тільки для отримання інформації про те, з якої причини відбулося відключення.

Щоб зробити диференціальний захист ІЕП якомога більш чутливим і стабільним (селективним), була розроблена характеристика диференційного захисту з гальмуванням, яка тепер використовується для захисту силових трансформаторів. Захист повинен мати пропорційне гальмування, щоб спрацювати при певному співвідношенні диференціального струму і струму,

що протікає через трансформатор. Це стабілізує захист при зовнішніх коротких замиканнях, одночасно забезпечуючи високу базову чутливість.

Диференційний струм основної частоти - це сума векторів струму (сума векторів основної частоти) окремих приведених до загальної сторони фазних струмів з різних сторін силового трансформатора. Перед обчисленням будь-якого диференціального струму потрібно врахувати фазовий зсув між обмотками силового трансформатора і коефіцієнти трансформації ТС.

Диференціальна функція супроводжується кореляцією виміряних струмів за даними заводської таблички і вибором відповідної опорної обмотки. Диференціальні струми основної частоти - це «звичайні» диференціальні струми, величини, які використовуються для порівняння із заданою характеристикою спрацьовування за гальмуванням диференційного захисту пофазно [18]. Ці величини диференційних струмів можна зчитувати в вигляді робочих величин з функції, а також вони доступні у вигляді виходів IDL1MAG, IDL2MAG, IDL3MAG з функціонального блоку диференційного захисту. Це означає, що їх можна підключити до реєстратора аварійних процесів і автоматично записувати під час будь-яких зовнішніх або внутрішніх коротких замикань.

3.1.2.1 Логічні схеми диференційного захисту

На рис. 3.1 зображено, як здійснюється обробка виміряних струмів для двообмоткового трансформатора.

Нижче описані струми є входами, які використовуються функцією диференціального захисту силового трансформатора. Вони повинні бути виражені в первинних значеннях.

1. Миттєві значення струмів (вибірки) зі сторін ВН і НН для двообмоткових силових трансформаторів, і з боку ВН, першої сторони НН і другої сторони НН - для триобмоткових трансформаторів.

2. Струми від всіх сторін силового трансформатора виражені у вигляді векторів основної частоти з дійсними і уявними частинами. Ці струми розраховуються в функції захисту фільтрами Фур'є основної частоти.
3. Струми зворотної послідовності з усіх боків силового трансформатора виражені у вигляді векторів. Ці струми розраховуються в функції захисту за допомогою модуля симетричних складових.

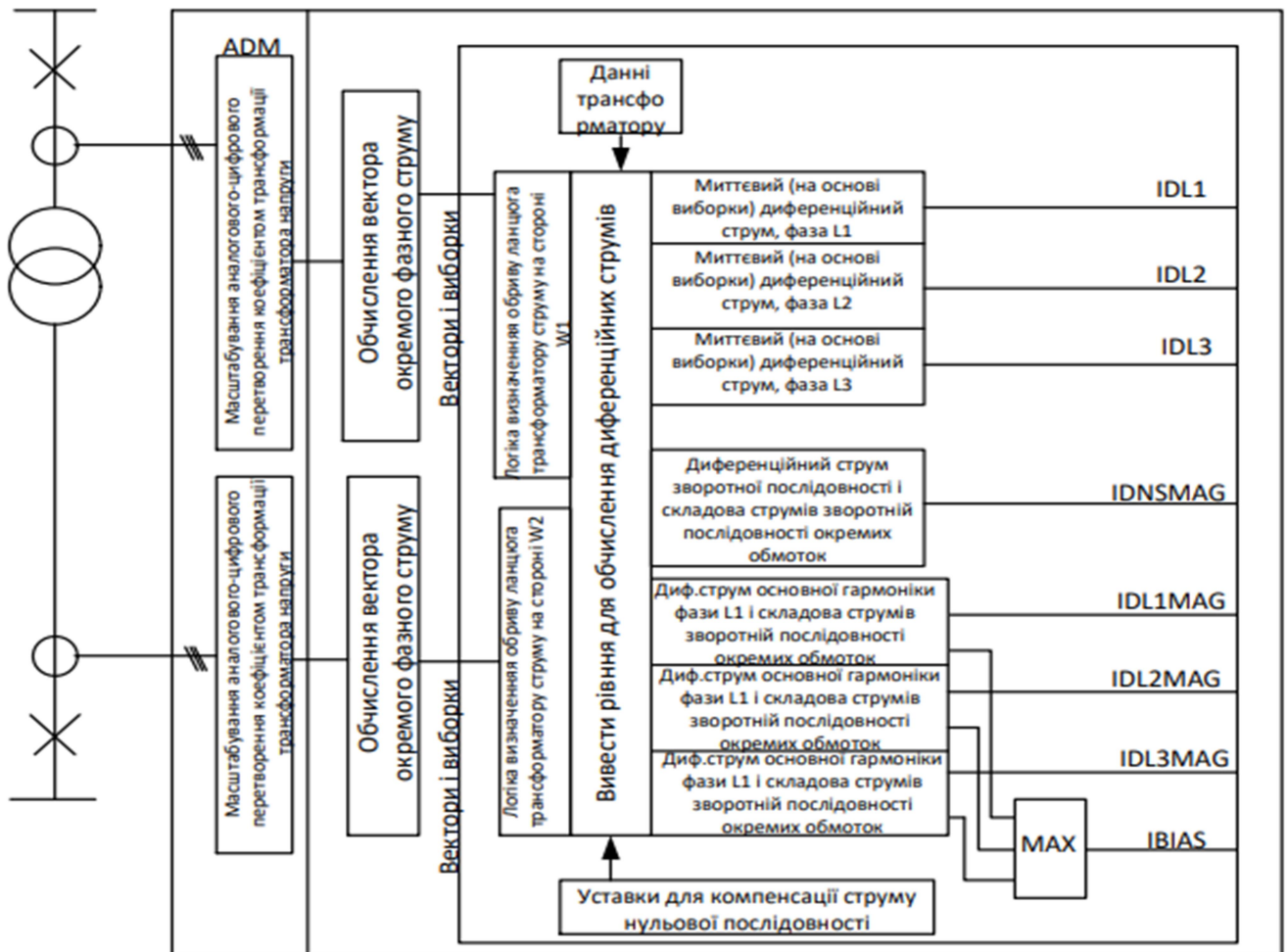


Рисунок 3.1 — Обробка вимірних струмів в ІЕУ для функції диференційного захисту трансформатора

Диференціальний захист силового трансформатора:

1. Розраховуються диференціальні струми основної частоти і один загальний струм гальмування. Складова нульової послідовності може бути виключена при необхідності з кожного з трьох диференціальних струмів основної частоти і одночасно із загального струму гальмування [16].

2. Розраховуються три миттєвих диференціальних струми. Вони використовуються для аналізу по складовим гармонік і за формою хвилі. Миттєві диференціальні струми корисні для післяаварійного аналізу за допомогою записаної осцилограми.

3. Розраховується диференційний струм зворотної послідовності. Складові струму з обох (всіх трьох) сторін силового трансформатора використовуються селектором внутрішніх / зовнішніх пошкоджень для виявлення і класифікації пошкодження (внутрішнє чи зовнішнє).

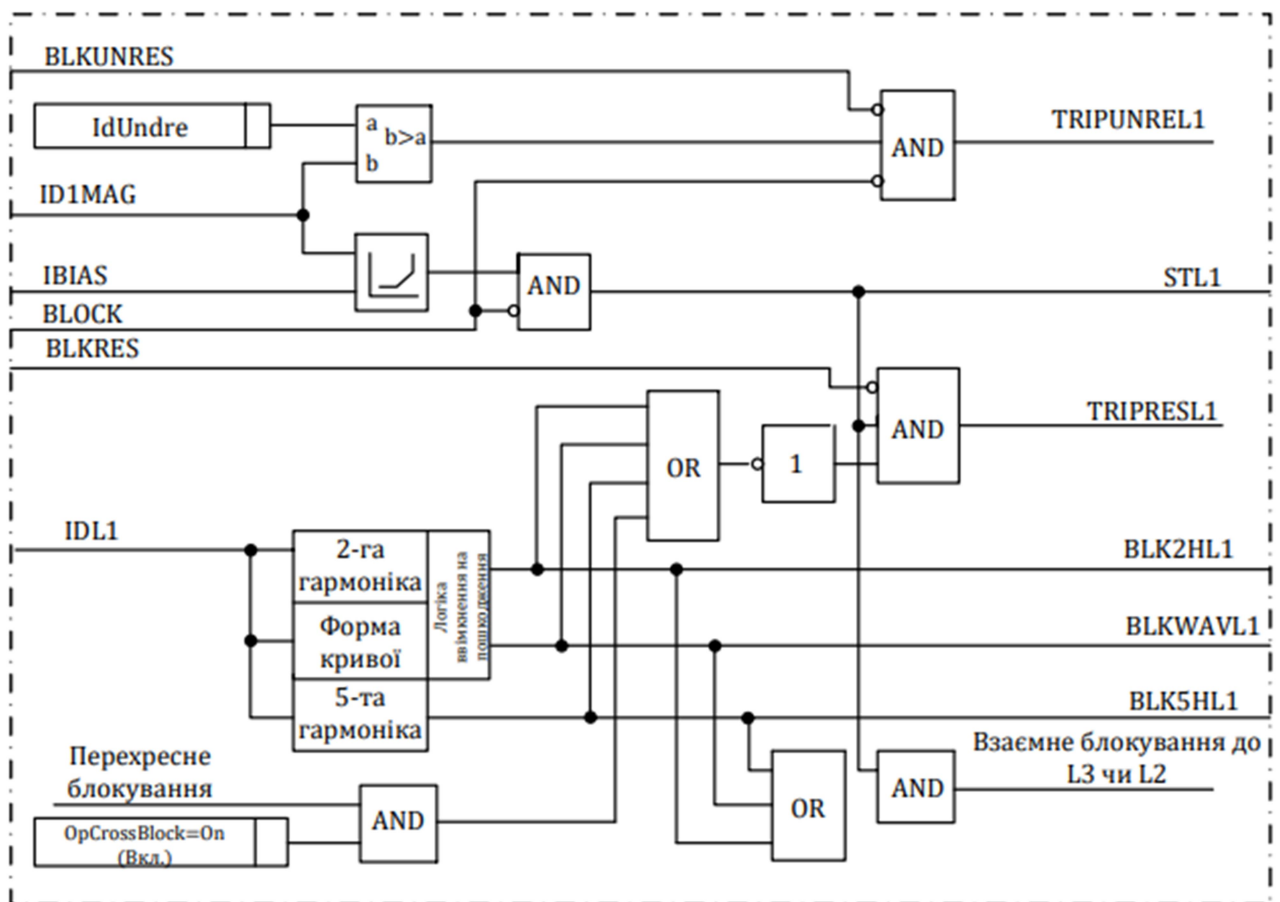


Рисунок 3.2 — Спрощена логічна схема диференціального захисту трансформатора для фази L1

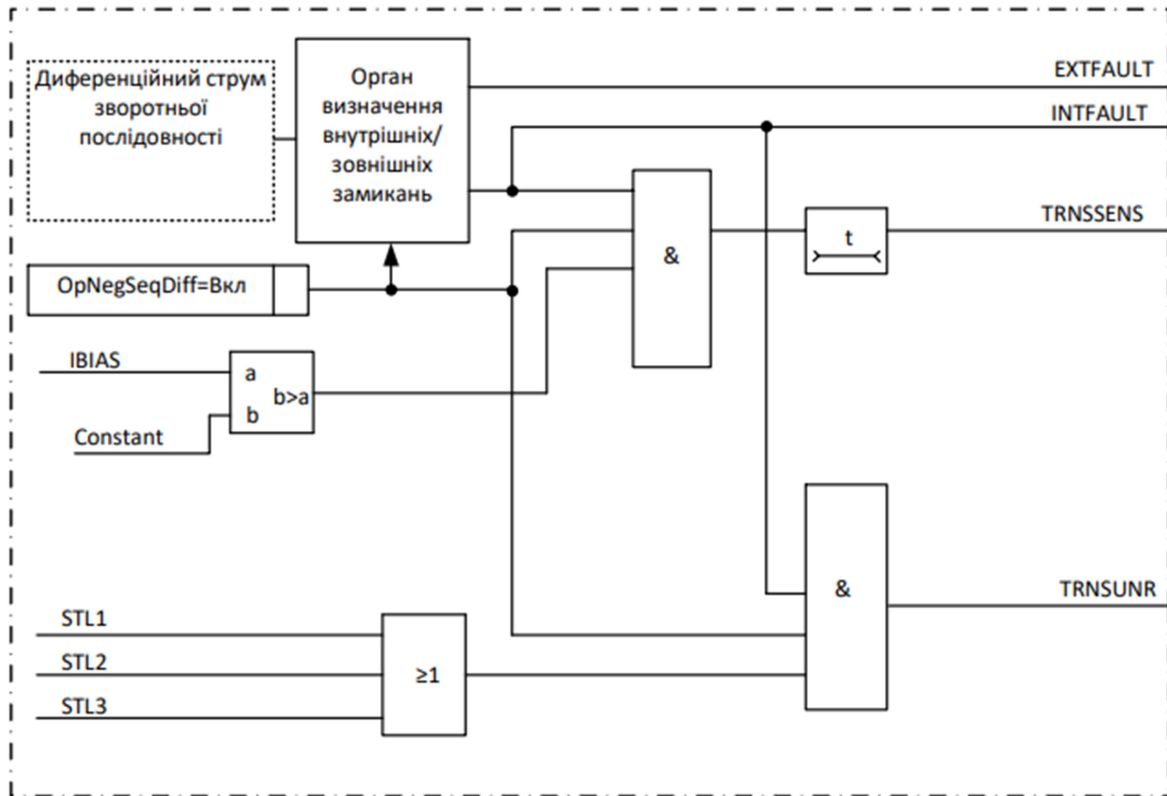


Рисунок 3.3 — Спрощена логічна схема диференційного захисту трансформатора, селектор внутрішніх / зовнішніх пошкоджень

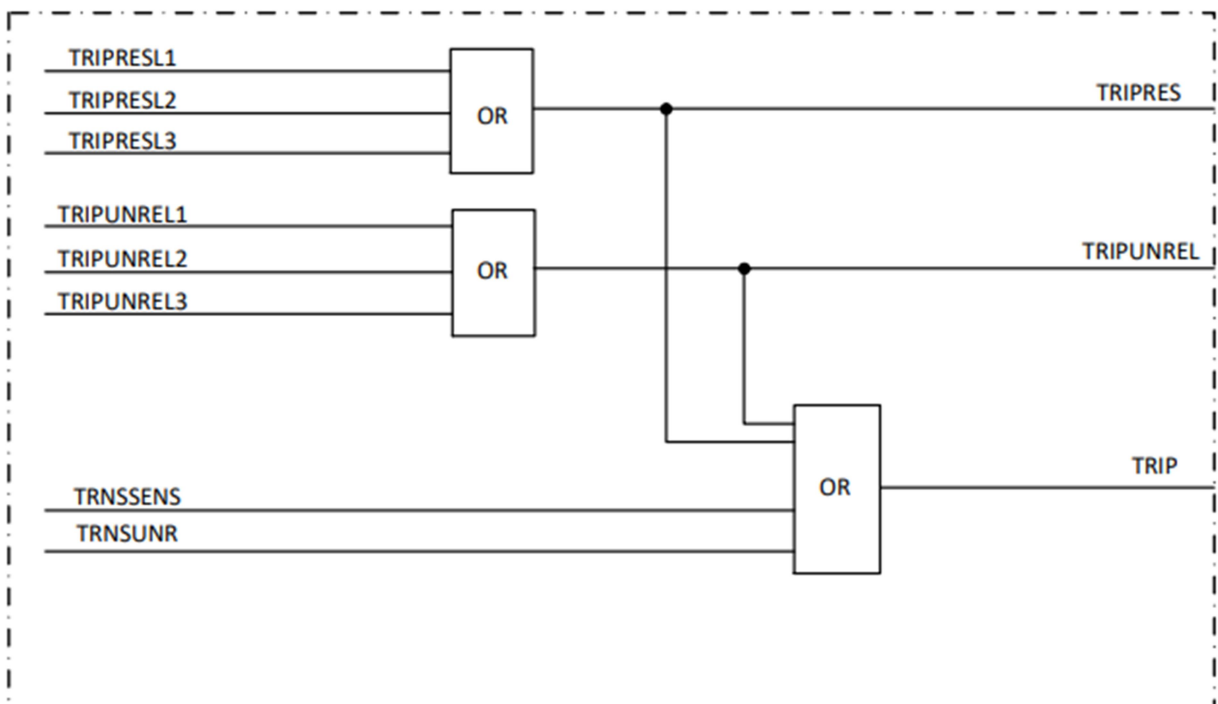


Рисунок 3.4 — Внутрішнє групування сигналів вимкнення ДЗ

Логіка, показана на рис. 3.2, 3.3, 3.4 може бути описана наступним чином:

1. Три диференціальних струми основної частоти порівнюються з двома заданими уставками меж по фазно. Перша межа - це гальмівна характеристика спрацьовування, а друга - диференційна відсічка без гальмування. Якщо першу межу буде перевищено, встановлюється сигнал пуску START. Якщо буде перевищено межу без гальмування, то негайно видаються сигнали про відключення без гальмування TRIPUNRE і сигнал загального відключення TRIP.
2. Якщо для фази встановлений сигнал пуску, перевіряються сигнали блокування по складовим гармонік і за формою хвилі. Команду відключення може викликати сигнал пуску, тільки якщо відсутні сигнали блокування. Якщо застосовується логічна схема взаємного блокування, то тільки якщо у всіх трьох фазах з встановленим сигналом пуску немає сигналів блокування по складовим гармонік і за формою хвилі, видаються сигнали відключення з гальмуванням TRIPRES і загального відключення TRIP.
3. Якщо для фази видається сигнал пуску і пошкодження класифікується як внутрішнє, будь-які сигнали блокування ігноруються і негайно видаються сигнали відключення по струму зворотної послідовності TRNSUNR і загального відключення TRIP. Ця функція називається чутливим захистом зворотної послідовності без гальмування.
4. Чутливий диференційний захист зворотної послідовності не залежить від сигналів пуску. Він призначена для виявлення незначних внутрішніх пошкоджень, наприклад, міжвиткових ушкоджень, які часто вже не виявляються традиційним диференційним захистом. Чутливий диференційний захист зворотної послідовності запускається, коли складові струму загального диференційного струму зворотної послідовності вище значення уставки IMinNegSeq. Якщо пошкодження було розпізнано як внутрішнє, і цей стан не змінюється як мінімум протягом циклу основної частоти, видаються сигнали чутливому диференційному захисту зворотної послідовності TRNSSENS і сигнал загального відключення TRIP [16].

5. Якщо сигнал пуску захисту виданий для фази, і пошкодження було класифіковано як зовнішнє, то миттєвий диференційний струм цієї фази аналізується для утримання 2-й і 5-й гармоніки, якщо значення складових гармонік менше, ніж дозволеного уставками $I_2 / I_1\text{Ratio}$ і $I_5 / I_1\text{Ratio}$, (тобто виходи від блокувань по 2-й і 5-й гармоніці рівні 0), то передбачається, що одночасно має місце незначне внутрішнє ушкодження з малими струмами. Тільки за цих умов дозволяється команда відключення (сигнал $\text{TRIPRESL1} = 1$). В таких умовах автоматично вводиться в роботу логічна схема взаємного блокування. (Це означає, що сигнали взаємної блокування від двох інших фаз L2 і L3 для заборони видачі сигналу відключення TRIPRESL1 на рис. 3.1.2.1.3 не активовані)
6. Всі умови пуску і блокувань доступні пофазно, а також у вигляді загальних (тобто трифазних) сигналів.

3.2 Розрахунок уставок спрацювання диференційного релейного захисту автотрансформатору

Для правильного вибору уставок спрацювання релейного захисту автотрансформаторів, струми їх вторинних обмоток мають бути однаковими. Відповідно до групи з'єднання обмоток трансформаторів, математично здійснюється зміщення фаз обмоток, а також вибір уставок для різних коефіцієнтів трансформації автотрансформаторів і трансформаторів струму. Вхідне значення струму перетворюється згідно відношення до номінального значення струму автотрансформатору. Для здійснення цієї операції, у термінал мікропроцесорного захисту вносять паспортні дані АТ, такі як значення номінальних напруг, потужність, значення первинних струмів трансформаторів струму[21].

Первинний і вторинний номінальний струм для усіх сторін АТ можна розрахувати за наступними формулами:

$$I_{\text{НОМ1.ВН}} = S_{\text{НОМ}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \quad (3.1)$$

$$I_{\text{НОМ1.СН}} = S_{\text{НОМ}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \quad (3.2)$$

$$I_{\text{НОМ1.НН}} = 0,5 \cdot S_{\text{НОМ}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \quad (3.3)$$

$$I_{\text{НОМ.2}} = \frac{I_{\text{НОМ1}}}{K_{\text{тр.тс}}} \quad (3.4)$$

де $I_{\text{НОМ1.ВН}}$, $I_{\text{НОМ1.СН}}$, $I_{\text{НОМ1.НН}}$, – номінальний первинний струм сторін АТ,

$I_{\text{НОМ.2}}$ – номінальний вторинний струм обмоток АТ,

$S_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність сторони,

$U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга,

$K_{\text{тр.тс}}$ – коефіцієнт трансформації ТС.

Для проведення розрахунку струми приводяться до значення на тій стороні, яка має більшу номінальну потужність. Номінальна потужність сторін ВН і СН рівна, і дорівнює 125 МВА, на стороні НН потужність 63 МВА. Звідси при розрахунку $I_{\text{НОМ}}$ для НН, приймаємо значення потужності теж 123 МВА

Результати розрахунку номінальних струмів зведено у табл. 3.2

З огляду на схему електричних з'єднань, на стороні НН відсутнє навантаження, тому буде доцільно використати схему ДТЗ з відкритим плечем на НН.

Таблиця 3.3 — Таблиця струмів на сторонах АТ

Величина х-ки	330 кВ	110 кВ	35 кВ
$I_{\text{НОМ1}}$ А	$\frac{125}{\sqrt{3} \cdot 330} = 240,562$	$\frac{125}{\sqrt{3} \cdot 115} = 627,554$	$\frac{0,5 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 937,312$

Продовження таблиці 3.3

K_{TC}	400/1	1000/1	1000/5
$I_{ном2},$ А	$\frac{240,562}{400/1} = 0,601$	$\frac{627,554}{1000/1} = 0,627$	$\frac{937,312}{1000/5} = 4,686$

3.2.1 Вирівнювання струмів

Диференційний захист трансформаторів ускладнюється необхідністю вирівнювати струми. У раніше обраному, в якості диференційного захисту трансформатору RET670, струми вирівнюються за рахунок урахування при обрахунку уставок значення відносної похибки вирівнювання. Цифрове вирівнювання амплітуд (модулів) струмів плечей здійснюється функцією DIFP, 87T на базі параметрів, що задаються силового трансформатора і коефіцієнтів трансформації ТТ [16].

Похибка визначається по значення вторинних струмів трансформатору. Якщо зі сторони, що розглядається. У випадку, що розглядається, на стороні ВН і СН, встановлені трансформатори струму з номінальним вторинним струмом 1 А, розраховані вторинні номінальні струми трансформатору на цих сторонах більше 0,125 А (восьмикратний діапазон вирівнювання), тому можна прийняти $\Delta f_{вир} = 0,02$. Для сторони НН, номінальний вторинний струм ТС становить 5 А, розраховане значення струму більше 1 А, тому похибка теж становитиме 0,02. Таким чином встановлено, що похибка вирівнювання струму з усіх боків трансформатору становитиме $\Delta f_{вир} = 0,02$ [21].

3.2.2 Розрахунок уставок тормозної характеристики диференційного захисту

Мінімальне значення диференційного струму спрацювання може бути задано у діапазоні 0,1-0,6.[20]

Розрахунок мінімального струму спрацювання I_{dMin} виконується у відносних одиницях. Розрахункове значення диференційного струму при зовнішніх коротких замиканнях має задовольняти таку нерівність:

$$I_{dcr} \geq K_{ВІД} \cdot K_{нб.розр} \quad (3.5)$$

де $K_{ВІД} = 1,1$ – коефіцієнт від стійки,

$I_{нб.розр}$ – розрахункове значення струму небалансу, який розраховується за наступною формулою (3.6):

$$K_{нб.розр} = \sqrt{(K'_{пер} \cdot \varepsilon^*)^2 \cdot [1 + 2 \cdot (\Delta U_{рег} + \Delta f_{ВІР})] + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{ВІР})^2} \quad (3.6)$$

$K'_{пер}$ – коефіцієнт, який враховує перехідний процес у в.о, значення якого відповідно до даних наведених у табл. 2.3.2, $K'_{пер} = 1,5$ – перехідний коефіцієнт, рекомендований для трансформаторів потужністю більше 63МВА.

$\varepsilon^* = 0,1$; повна відносна похибка трансформаторів струму в установленому режимі,

$\Delta U_{рег}$ – відносна похибка, приймається рівною максимальному можливому відхиленню від номінального положення РПН $\Delta U_{рег} = \pm 12\%$ - на стороні ВН,

$\Delta f_{ВІР} = 0.02$, відносна похибка вирівнювання струмів.

$$K_{нб.розр} = \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot [1 + 2 \cdot (0,12 + 0,02)] + (0,12 + 0,02)^2} = 0,22$$

Таблиця 3.4 — Значення коефіцієнту перехідного режиму $K'_{\text{пер}}$ в залежності від типу об'єкту, який захищається

Тип об'єкта, який захищається			$K'_{\text{пер}}$
Трансформатори зв'язку і блочні трансформатори електричних станцій			1,7
Трансформатори електричних мереж і автотрансформатори, які не мають в складі навантаження зі сторони НН потужних двигунів чи синхронних компенсаторів	Силові трансформатори потужністю більше 40 МВА	Зі сторони НН немає відімкнених струмообмежуючих реакторів	1,0
		Зі сторони НН підключено струмообмежуючі реактори	1,2
	Силові трансформатори і автотрансформатори потужністю 63 МВА і більше		1,5

Розрахунок проводиться методом поступових наближень. У якості першого приймаємо $I_{b.\text{поч}} = 1,15$ (згідно рекомендацій виробника). Звідси отримаємо:

$$I_{dMin} = K_{\text{ВІД}} \cdot K_{\text{Нб.розрах}} \cdot \text{EndSection1} = 1,1 \cdot 0,22 \cdot 1,15 = 0,2783$$

Розраховане значення знаходиться у рекомендованому діапазоні, тому подальший розрахунок не потрібен [21].

Розрахуємо струм небалансу на 2-й ділянці на гальмівній характеристиці (3.7):

$$K_{\text{Нб.розр}} = \sqrt{(K_{\text{пер}}^* \cdot \varepsilon^*)^2 \cdot [1 + 2 \cdot (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{ВИР}})] + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{ВИР}})^2} \quad (3.7)$$

При цьому розрахунку необхідно замість $K'_{\text{пер}}$ використовувати коефіцієнт $K^*_{\text{пер}}$, який враховує перехідний процес при аварійних струмах, більших номінального струму автотрансформатору. Значення коефіцієнту згідно табл. 2.3.3, $K^*_{\text{пер}} = 2,5$.

Таблиця 3.5 — Значення коефіцієнту перехідного режиму $K^*_{\text{пер}}$

Тип об'єкту, що захищається			$K^*_{\text{пер}}$
Трансформатори струму і блочні трансформатори електричних станцій			3,0
Трансформатори електричних мереж і автотрансформатори, які не мають у складі навантаження зі сторони НН потужних двигунів або компенсаторів	Силові трансформатори потужністю більше 40 МВА	Зі сторони НН немає підключених струмообмежуючих реакторів	2,0
		зі сторони НН підключені струмообмежуючі реактори	2,5
	Силові трансформатори і автотрансформатори потужністю 63 МВА і більше		2,5

Звідси:

$$K_{\text{нб.розр}} = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1)^2 \cdot [1 + 2 \cdot (0,12 + 0,02)] + (0,12 + 0,02)^2} = 0,316$$

Проведемо розрахунок значення коефіцієнту S_2 для другої ділянки уставки SlopeSection 2, за виразом:

$$S_2 \geq \frac{K_{ВД} \cdot K_{нб.розр} \cdot I_{б.розр} - I_{dMin}}{I_{б.розр} - I_{б.поч}} = \frac{1,1 \cdot 0,316 \cdot 2 - 0,278}{2 - 1,15} = 0,49$$

На другій ділянці обраховане значення уставки SlopeSection 2 має не перевищувати 0,5, відповідно до результатів розрахунку, отримане значення задовольняє умову. Приймаємо наступні уставки: $I_{dMin} = 0,278$; End Section 1 = 1.15; EndSection 2 = 3,0 (за замовчуванням); S2 (SlopeSection 2) = 0,49; S3 (SlopeSection 3) = 0,65 (за замовчуванням).

3.3.3 Розрахунок уставок диференційної відсічки

Диференційна відсічка має бути використана, коли у зоні роботи захисту з'являються великі значення струмів короткого замикання, це підвищує швидкодію захисту. Диференційна відсічка спрацьовує на першу гармоніку диференційного струму. При розрахунку уставки враховують 2 умови [16]:

- 1) Відстоювання від кидка струму намагнічування силового автотрансформатору $I_{ВД} \geq 6,5$;
- 2) Відстоювання від максимального значення первинного струму небалансу у перехідному режимі розрахункового зовнішнього короткого замикання.

Розрахувати уставку можна за наступним виразом (3.8):

$$I_{ДВ} \geq K_{ВД} \cdot K_{нб1} \cdot I_{наскріз.макс} \quad (3.8)$$

де $K_{ВД} = 1,1$; коефіцієнт від стійки,

$K_{нб1}$ – відношення між приведеною амплітудою гармонічної складової наскрізного струму і амплітудою першої гармоніки струму небалансу (для автотрансформаторів, на яких встановлено ТС з різними значеннями вторинного струму, приймається 1 в.о.);

$I_{наскріз.макс}$ – максимальне значення наскрізного струму трифазного короткого замикання на шині заживлених від НН.

У попередньому розділі було розраховано значення струму КЗ на нижній стороні трансформатору і він склав 3,728 кА.

Максимальний наскрізний струм розраховується у номінальних одиницях від номінального струму зі сторони ВН, за формулою (3.9):

$$I_{\text{наскріз.макс}} = 3,728 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 330}{125} = 17,044 \text{ в. о. (3.9)}$$

Звідси за умовою відстоювання від максимального наскрізного струму уставка матиме значення:

$$I_{\text{ДВ}} \geq K_{\text{ВІД}} \cdot K_{\text{нб1}} \cdot I_{\text{наскріз.макс}} = 1,1 \cdot 1 \cdot 17,044 = 18,748 \text{ в. о.}$$

Розраховане значення уставки $I_{\text{ДВ}} = 18,748 \text{ в. о.}$ повністю задовольняє висунутим вимогами і тому може бути прийняте.

3.3.4 Перевірка чутливості захисту

Проведемо перевірку відповідності за чутливістю отриманих значення на горизонтальній ділянці гальмівної характеристики [20]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.розрах}}}{I_{\text{д.мін}}} = \frac{15,497}{0,278} = 55,744 \geq 2$$

де $I_{\text{диф.розрах}}$ – це відносний мінімальний розрахунковий диференціальний струм при КЗ на вводі трансформатору, у даному випадку на стороні НН.

$$I_{\text{диф.розрах}} = \frac{I_{\text{КЗ.НН}}}{I_{\text{ном.ВН}}} = \frac{3728}{240,562} = 15,497$$

Відповідно до ПУЕ коефіцієнт чутливості має відповідати наступній умові: бути більше або дорівнювати 2. Згідно з результати розрахунку, захист відповідає вимогам за чутливістю.

Для похилих ділянок гальмівної характеристики чутливість захисту завжди забезпечується, бо виконана умова [20]:

$$\frac{I_{d.min}}{EndSection\ 1} = \frac{0.278}{1.15} = 0.241 \leq 0.5$$

Відповідно до ПУЕ коефіцієнт чутливості має відповідати наступній умові: бути більше або дорівнювати 2. Згідно з результати розрахунку, захист відповідає вимогам за чутливістю.

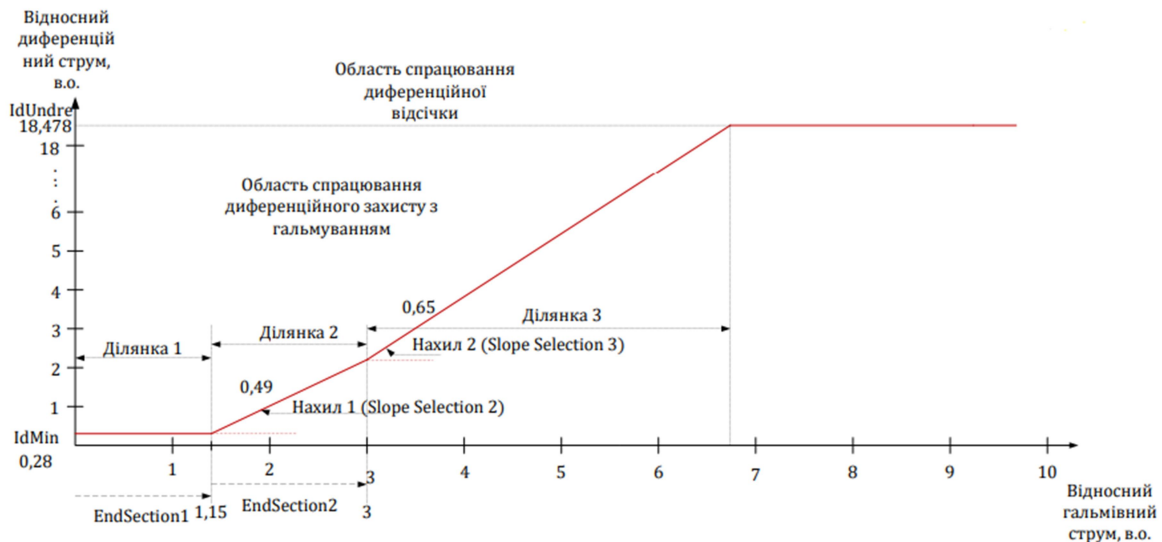


Рисунок 3.5 — Графік гальмівної характеристики

Обрані значення всіх уставок спрацювання МПРЗА автотрансформатора наведено у єдиний табл. 3.2.

Таблиця 3.6 — Уставки спрацювання диференційного захисту

Позначення параметру	Діапазон	Прийняте значення	Одиниця виміру	Опис параметру
RatedVoltageW1	-	330	кВ	Номінальна напруга обмотки ВН
RatedVoltageW2	-	115	кВ	Номінальна напруга обмотки СН
RatedVoltageW3	-	38,5	кВ	Номінальна напруга обмотки НН
$I_{d.min}$	в ДОЛЯХ від $I_{ном}$	0,28	В.о.	Диференціальний струм спрацювання

Продовження таблиці 3.6

SlopeSelection2	10-50	49	%	Коефіцієнт гальмування 2-ї ділянки
SlopeSelection3	30-100	65	%	Коефіцієнт гальмування 3-ї ділянки
I_2/I_{1ratio}	5-100	14	%	Блокування по 2-й гармоніці
I_5/I_{1ratio}	5-100	25	%	Блокування по 5-й гармоніці
I_{dUndre}	В ДОЛЯХ ВІД $I_{НОМ}$	18,478	в.о.	Диференційна відсічка
CrossDlockEn	On/off	Off	-	Відповідно до рекомендацій фірми-виробника
SOFTMode	On/off	Off	-	Відповідно до рекомендацій фірми-виробника
NegSegDiffEn	On/off	Off	-	Відповідно до рекомендацій фірми-виробника
OpenCNEnable	On/off	Off	-	Відповідно до рекомендацій фірми-виробника

3.3. Розрахунок уставок спрацювання резервних захистів автотрансформатору

3.3.1. Розрахунок уставок спрацювання струмової відсічки сторони 330 кВ

У якості резервного захисту, в додаток до диференційного, використовується струмова відсічка, яка підключається до трансформаторів струму сторони 330 кВ. Існують 2 умови, за якими визначають струм спрацювання відсічки:

1) Відбудова від трифазного КЗ в кінці зони захисту.

$$I_{сз1} = k_{відс} \cdot I_{кз.зовн.макс}$$

Для мікропроцесорного пристрою RET670 $k_{відс} = 1,15$

Кінцем зони захисту є дві точки:

а) т. К2 (КЗ на шинах 110 кВ). Струм зовнішнього КЗ для напруги 110 кВ обчислено в розділі 1.2., величина його наведена в табл. 1.12. Приводимо значення струму КЗ до напруги 330 кВ:

$$I_{к2.330.110} = \frac{110}{330} \cdot I_{к2.110} = \frac{110}{330} \cdot 4,111 = 1,37 \text{ кА}$$

б) т. К3 (КЗ на шинах 35 кВ). Струм зовнішнього КЗ для напруги 35 кВ обчислено в розділі 1.2., величина його наведена в табл. 1.12. Приводимо значення струму КЗ до напруги 330 кВ:

$$I_{к3.330.35} = \frac{35}{330} \cdot I_{к3.35} = \frac{35}{330} \cdot 12,887 = 1,367 \text{ кА}$$

З приведених значень струмів КЗ в точках К2 та К3 обираємо більше:

$$I_{кз.зовн.макс} = \max(I_{к2.330.110}, I_{к3.330.35}) = 1,37 \text{ кА}$$

Обчислюємо струм спрацювання за 1-ю умовою:

$$I_{сз1} = k_{відс} \cdot I_{кз.зовн.макс} = 1,15 \cdot 1,37 = 1,575 \text{ кА}$$

2) Відбудова від струму намагнічування автотрансформатору.

$$I_{сз2} = k_{БТН} \cdot I_{н330}$$

Згідно табл. 3.2.3 $k_{БТН} = 2,5$

Номінальне значення струму сторони 330 кВ наведено у табл. 3.2.1.

Обчислюємо струм спрацювання за 2-ю умовою:

$$I_{сз2} = k_{БТН} \cdot I_{н330} = 2,5 \cdot 240,562 = 601,405 \text{ А}$$

З двох значень обираємо більше:

$$I_{сз} = \max(I_{сз1}, I_{сз2}) = I_{сз2} = 601,405 \text{ А}$$

3.3.2. Розрахунок уставок спрацювання максимального струмового захисту автотрансформатору

Струм спрацювання МСЗ вибирається за умовою відбудування від номінального струму силового трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{k_{н} \cdot k_{сзп}}{k_{п}} \cdot I_{н}$$

де: $k_{н}$ - коефіцієнт надійності, рівний 1,2;

$k_{сзп}$ - коефіцієнт, що враховує самозапуск електродвигунів. Для даної підстанції

$k_{сзп} = 1,1$;

k_{π} - коефіцієнт повернення. Для RET670 $k_{\pi}=0,97$;

I_H - номінальний струм відповідної сторони автотрансформатору. Номінальне значення струму сторін автотрансформатору наведено у табл. 3.2.1.

Після обчислення струму спрацювання необхідно перевірити МСЗ на чутливість. Чутливість захисту обчислюється за формулою:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мін}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,5$$

де $I_{\text{кз.мін}}^{(2)}$ - мінімальне значення струму КЗ при металевому двофазному КЗ в кінці зони захисту.

3.3.2.1. Розрахунок уставок спрацювання максимального струмового захисту автотрансформатору сторони 330 кВ.

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_H \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\pi}} \cdot I_{\text{H330}} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,97} \cdot 240,562 = 327,165 \text{ A}$$

$$k_{\text{ч330}} = \frac{\min(\frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{к2.330.110}}, \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{к2.330.110}})}{I_{\text{сз.330}}} = \frac{1183}{327,165} = 3,615 > 1,5$$

Чутливість достатня.

3.3.2.2. Розрахунок уставок спрацювання максимального струмового захисту автотрансформатору сторони 35 кВ.

$$I_{\text{сз.35}} = \frac{k_H \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\pi}} \cdot I_{\text{H35}} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,97} \cdot 937,312 = 1,275 \text{ кА}$$

$$k_{\text{ч35}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,445}{1,275} = 4,377 > 1,5$$

Чутливість достатня.

3.3.2.3. Розрахунок уставок спрацювання максимального струмового захисту автотрансформатору сторони 110 кВ.

$$I_{\text{сз.110}} = \frac{k_H \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\pi}} \cdot I_{\text{H110}} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,97} \cdot 627,554 = 853,991 \text{ A}$$

$$k_{\text{ч110}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2055}{853,991} = 2,083 > 1,5$$

Чутливість достатня.

3.3.3. Розрахунок уставок спрацювання захисту від перевантаження автотрансформатору

Даний захист спрацюває при симетричних перевантаженнях, він працює на сигнал із деякою витримкою часу, це дозволяє черговому персоналу вжити необхідних заходів щодо усунення перевантаження.

Струм спрацювання захисту відстроюється від номінального струму відповідної сторони автотрансформатора:

$$I_{сз} = \frac{k_{відс}}{k_{п}} \cdot I_{н}$$

де: $k_{відс}$ - коефіцієнт відстроювання, рівний 1,08;

$k_{п}$ - коефіцієнт повернення. Для RET670 $k_{п} = 0,97$;

$I_{н}$ - номінальний струм відповідної сторони автотрансформатору. Номінальне значення струму сторін автотрансформатору наведено у табл. 3.2.1.

3.3.3.1. Розрахунок уставок спрацювання захисту від перевантаження сторони 330 кВ автотрансформатору

$$I_{сз330} = \frac{k_{відс}}{k_{п}} \cdot I_{н330} = \frac{1,08}{0,97} \cdot 240,562 = 267,842 \text{ кА}$$

3.3.3.2. Розрахунок уставок спрацювання захисту від перевантаження сторони 110 кВ автотрансформатору

$$I_{сз110} = \frac{k_{відс}}{k_{п}} \cdot I_{н110} = \frac{1,08}{0,97} \cdot 627,554 = 698,554 \text{ А}$$

Висновки

Розділ містить інформацію про основні функції пристрою релейного захисту RET670, який у розділі 2 було обрано у якості диференційного захисту автотрансформаторів. Також наведено детальний опис призначення, принципів спрацювання та логічні схеми для диференційного захисту у виконанні на пристрої RET670.

Було проведено розрахунок уставок спрацювання диференційного захисту автотрансформатору, побудовано графік гальмівної характеристики захисту на основі отриманих результатів розрахунку. Усі обрані уставки було зведено у єдину таблицю.

4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

У розділі наведено розробку ідеї стартап-проекту маркетингового аналізу та оцінювання можливостей ринкового впровадження запропонованої конфігурації релейного захисту лінії 110 кВ.

Розділ поділено на наступні етапи:

- опис ідеї проекту;
- технологічний аудит проекту;
- аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту;
- розробка маркетингової програми стартап-проекту.

4.1 Опис ідеї проекту

Розглянута у проекті ПС «Прогресівка» побудована для видачі електричної енергії від СЕС в енергосистему. До підстанції підключено СЕС-1 і СЕС-2, кожна окремою лінією 110 кВ. Лінії 110 кВ відіграють важливу роль у функціонуванні підстанції, адже саме вони забезпечують живлення власних потреб ПС при наявності енергії з СЕС (денний період) і відіграють ключову роль у роботі підстанції на видачу електроенергії у систему. При можливому виході з ладу ліній 110 кВ власники СЕС недоотримують кошти за недовідпущену по "зеленому тарифу" електроенергію і можуть вимагати від власника мереж компенсацію. Також елементи мережі мають високу вартість. Отже, надійний захист лінії 110 кВ – один з ключових моментів при розробці системи релейного захисту для усієї ПС [1].

Згідно з рекомендаціями ПУЕ, для захисту ліній 110 кВ обирається мікропроцесорний пристрій релейного захисту з функцією диференційного захисту, який фіксуватиме місце пошкодження на лінії та з мінімальною затримкою за часом передаватиме дані до АСУТП. Також було враховано відсутність ВЧ-зв'язку на лініях і проект перспективного розширення підстанції, в зв'язку з приєднанням нових СЕС. Для правильного вибору

конфігурації релейного захисту було проаналізовано можливі конфігурації виконання захисту. При виборі було розглянуто різні аспекти кожного варіанту – економічний, технологічний, екологічний та було обрано найбільш відповідний до усіх поставлених вимог.

Опис ідеї стартап-проекту наведено у табл. 4.1

Таблиця 4.1 — Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Реалізація проекту релейного захисту лінії 110 кВ	1. Релейний захист ліній 110 кВ	Швидкодія спрацювання
	2. Забезпечення безперебійної видачі потужності з новозбудованих СЕС	Безперебійне енергопостачання
		Зручність експлуатації
		Зменшення вірогідності економічних втрат від недовипуску електроенергії у мережу

На відміну від існуючих варіантів конфігурації релейного захисту ліній 110 кВ обраний варіант має задовольняти наступне:

- 1) відповідність усім технічним вимогам до організації релейного захисту на лініях напругою 110 кВ [1];

- 2) мати кращі економічні характеристики, а саме – високу рентабельність, нормативний строк окупності, низьку вартість експлуатації та навчання персоналу;
- 3) забезпечувати нормативну надійність.

4.2 Технологічний аудит проекту

В даному підрозділі проведено аудит технологій, яка дозволить реалізувати ідею даного проекту. наведений у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 — Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
Проект релейного захисту лінії 110 кВ	1. Огляд технічних характеристик об'єкта, для якого обирається релейний захист (лінії 110 кВ)	Наявна	Обмежений доступ
	2. Ознайомлення з нормативними документами, які описують технічні вимоги	Наявна	Доступні
	3. Огляд представлених на ринку марок МПРСЗ, ознайомлення з їх технічними характеристиками	Наявна	Доступні
	4. Забезпечити надійним релейним захистом кінці лінії	Розробити	Доступні
Обрані всі зазначені технології реалізації ідеї проекту			

Для реалізації проекту було розглянуто 2 альтернативні варіанти конфігурації релейного захисту лінії 110 кВ від ТОВ "СИСТЕМА" і ТОВ «ЛІНА».

Перший варіант було розроблено при написанні дипломної роботи студенткою 6-го курсу Горбач Яною.

Суть проекту полягає у виборі найбільш вигідних пристроїв релейного захисту для лінії 110 кВ. Усе розглянуте обладнання відповідає вимогам до організації релейного захисту на лініях 110 кВ. Основною метою було забезпечити найбільшу економічну вигідність з дотриманням технічних норм. Цей проект базується на МПРЗА виробництва фірми ABB [17].

Економічна вигода цього проекту полягає у тому, що при ньому встановлюється пристрій, який може розрахувати відстань до виникнення пошкодження, цим самим скорочуючи час проведення ремонту лінії і відповідно зменшуючи втрати від недовипуску електроенергії. Перевагою використаного у проекті пристрою RED670, при порівнянні з SIPROTEC 7SA522 є те, що окремі вводи для кожного трансформатору струму в схемі з двома вимикачами на приєднання, що забезпечує більшу стійкість при зовнішніх коротких замиканнях і відповідно зменшує кількість хибних спрацювань, а отже і експлуатаційні витрати.

Другий варіант проекту розроблено ТОВ "СИСТЕМА".

Задум проекту полягає також у розробці конфігурації релейного захисту для лінії 110 кВ. Усе обране обладнання відповідає висунутим вимогам у нормативних документах. Цей варіант базується на пристроях SIPROTEC 7SA522 від «Siemens». Пристрої повністю відповідають технічним вимогам згідно ПУЕ, але мають більш обмежений функціонал ніж пристрій ABB наведений у попередньому варіанті [17].

Третій варіант розроблено ТОВ «Ліна». Проект побудовано на основі МПРЗА MiCOM P521. Головним недоліком обраного пристрою є необхідність налагодження ВЧ-зв'язку на лінії, що тягне за собою додаткові капіталовкладення при обладнанні лінії. Також у порівнянні з попередніми варіантами, у пристрої відсутня функція АПВ, а отже при виникненні

непостійних КЗ, буде триваліша затримка між вимкненням пристрою і повторним включенням.

Проведено порівняльний аналіз і SWOP-аналіз. Порівнюючи з іншими системами релейного захисту ліній запропонована система має свої сильні та нейтральні сторони. В таблиці 4.3. наведені W – слабкі сторони, N – нейтральні (аналогічні) сторони, S – сильні сторони проектів.

Результати порівняльного аналізу показників представлені у табл. 4.3.

Таблиця 4.3 — Результати порівняльного аналізу

№ з/п	Техніко- економічні характеристики	Конкурентні варіанти (проекти)			W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		B1 міл	B2 ТОВ "СИСТЕМА"	B3 ТОВ «Ліна»			
1	Кількість МППЗА	2	2	2	-	B1,B2, B3	-
2	Наявність АПВ	+	+	-	B3	-	B1, B2
3	Наявність функції визначення місця пошкодження	+	+	-	B3	-	B1, B2
4	Наявність окремих введів для кожного ТС	+	-	-	-	B2, B3	B1
5	Щорічні витрати на обслуговування, тис. грн.	70	72	80	B3	B2	B1

Наведені характеристики ідеї проекту доводять, що основною перевагою є підвищення надійності роботи енергосистеми. Це дозволяє зменшити економічні втрати від хибних спрацювань, зменшує час ліквідації несправності на лінії, що дозволяє зменшити недовідпуск електроенергії у мережу. Сукупність наведених факторів робить ідею конкурентоспроможною.

Було проведено розрахунок вартості обладнання, яке буде необхідно встановити для організації кожної з запропонованих конфігурацій. Результати розрахунку наведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 — Результати розрахунку вартості конфігурацій

Назва	Варіант-1 Вартість, грн	Конкурент-1 ТОВ «Система» Вартість, грн	Конкурент-2 ТОВ «Ліна» Вартість, грн
Розрахунок вартості обладнання			
Пристрої релейного захисту	56873	68754	113747
Шафа релейного захисту	17 000	16 500	19 000
Система живлення	75 000	75 000	75 000
Кабелі приєднання	5500	5500	13 000
Монтаж	30 000	30 000	40 000
Наладка	25 000	25 000	25 000
Доставка	3000	3000	3000
Всього інвестицій (грн.)	212 373	223 754	288 747
Щорічні витрати на обслуговування	70 000	72 000	80 000

Продовження таблиці 4.4

Витрати на електроенергію (грн/рік)	3 114	3 114	3 114
Інші регулярні витрати (грн/рік)	15 000	14 000	15 000
Всього регулярні витрати (грн/рік)	88 114	89 114	98 114

Розрахунок вартості обладнання для впровадження усіх варіантів показав, що найбільш економічно вигідним є власна розроблена конфігурація, а найменш вигідним у конкурента-2.

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

SWOT-аналіз - аналіз загроз та можливостей, сильних та слабких сторін на основі виділених ринкових загроз, можливостей, сильних та слабких сторін. Така матриця наведена у табл. 4.5.

Таблиця 4.5 — SWOT-аналіз стартап-проекту

Сильні сторони:	Слабкі сторони:
Пошук оптимального співвідношення ціни і надійності для конкретного випадку	Відсутність робочого досвіду у сфері проектування релейного захисту, відсутність іміджу на ринку
Можливості:	Загрози:
Подальший розвиток ідеї при залученні досвідчених фахівців і її реалізація, проведення експлуатаційних робіт з пристроями РЗА	Висока конкуренція на ринку з досвідченими розробниками, здешевлення впровадження конкурентних варіантів

4.4 Аналіз конкурентоспроможності стартап-проекту

Для подальшої розробки маркетингової концепції товару¹ проведено укрупнений аналіз конкурентоспроможності товару, який наведено у табл. 4.6.

Таблиця 4.6 — Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

№ з/п	Потреба	Вигода, яку пропонує проект	Ключові переваги перед конкурентами
1	Надійність	Диференційний захист без витримки за часом, виявлення місця пошкодження, АПВ яке нівелює вплив нестійких КЗ на роботу системи	Забезпечена більша надійність, порівняно з іншими розглянутими варіантами, завдяки широкому набору функцій, які виконують пристрої
2	Економічність	Найбільш вигідний варіант для капіталовкладень	Згідно техніко-економічного порівняння, обраний варіант є найвигіднішим

Висновки

Запропоновано підхід до підвищення надійності функціонування міжсистемних зв'язків ОЕС України за рахунок підвищення надійності безперебійної роботи лінії 110 кВ, із застосуванням мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, який знижує ймовірність виникнення перерв постачання електроенергії через хибні спрацювання та нестійкі короткі замикання.

Мікропроцесорний пристрій RED670 від «ABB» орієнтований на використання в енергетиці та в своєму ціновому сегменті прямих конкурентів не має. Подібні рішення із використанням інших МП потребують більших

¹ в цьому розділі не розглядалась через великий обсяг такої розробки

грошових вкладень, мають недостатній функціонал або недостатню кількість інтерфейсів зв'язку.

Зважаючи на високу рентабельність подальша імплементація проекту є доцільною.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Мета розділу – оцінка шкідливих і небезпечних чинників, які впливають на працівників під час експлуатації релейного захисту, з подальшою розробкою заходів для запобігання або зменшення впливу цих чинників на працівників.

Об’єкт досліджень – експлуатація релейного захисту.

Предмет досліджень – засоби забезпечення охорони праці при виконанні робіт з експлуатації релейного захисту.

5.1 Технічні характеристики релейного захисту

Технічні характеристики пристроїв системи релейного захисту наведено у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 — Загальна характеристика об’єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Пристрої релейного захисту	Внутрішня ЕУ	Окреме приміщення	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Д

5.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації релейного захисту.

Експлуатаційні роботи проводяться протягом усього року.

Показники умов праці та їх характеристики для 2 робітників наведені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 — Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Експлуатаційні роботи з релейним захистом	Впродовж всього року	2	Керівник робіт - V решта членів бригади - не менш як III [1]

5.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Показники умов праці наведено у табл. 5.3

Таблиця 5.3 — Оцінка показників умов праці

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість	15-27 С°[22] 70% [22]
Важкість праці	Переміщення вантажів Робоче положення Категорія робіт	До 10 кг Стоячи ІІб категорія
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність Напруженість органів чуття: зір Категорія	40 % робочого часу 60 % робочого часу 1 зміна, 8 годин 30% ІІ категорія

Продовження таблиці 5.3

Шум	Рівень шуму	40 дБА
Освітлення	Рівень штучного освітлення	300 лк (лампи люмінесцентні)

5.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Визначення шкідливих і небезпечних виробничих чинників при експлуатації релейного захисту наведені в таблиці 5.4

Таблиця 5.4 — Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	100 В	6 В
Струм	1 А	0,6 мА
Оцінка умов праці	Шкідливі І категорія [4]	

5.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Технічні та організаційні заходи при експлуатації релейного захисту лінії наведені в таблиці 5.5

Таблиця 5.5 — Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		

Продовження таблиці 5.5

Захисне заземлення	Захисне заземлення для установок до 1000 В з глухо заземленою нейтраллю	Заземлення точки чи точок системи, установки або обладнання з метою забезпечення електробезпеки [6]
Розміщення знаку безпеки	Заборонний знак, розміщується на комірках релейного захисту, які можуть бути під напругою	
Організаційні заходи		
Вид дозвільного документу	Наряд-допуск	Розпорядження на безпечне проведення робіт, у якому час початку і кінця робіт, склад бригади, осіб відповідальних за охорону праці
Розміщенні плакатів безпеки	Вказівні. Застережні. Настановні Розміщуються на задній та передній панелі шафи	
Категорії робіт	Зі зняттям напруги	Експлуатаційні роботи не передбачають роботи під напругою

5.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

При роботі на електричній підстанції є обов'язковим використання засобів індивідуального захисту, а саме захисного взуття з захистом від електричного впливу.

Обрані засоби індивідуального захисту подаємо в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 — Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від механічних ушкоджень	Куртка і комбінезон Lahti Pro	1 рік	5% бавовна 65 % поліестер
Захисне взуття	Захист від механічного пошкодження	Ботинки робочі з високими берцями БУРАН	1 рік	Підошва поліуретанова, клапан глухий
Захист рук	Захист від виробничих забруднень і стирання	Рукавички GLEN 0 11	6 місяців	Клас захисту 0
Захист голови	Захист від електричного впливу	Захисна каска 3М H-701N	2 роки	Електроізоляція до 1000 В

Електрозахисні засоби обрано згідно діючого державного стандарту. Обрані електрозахисні засоби наведено у таблиці 5.7.

Таблиця 5.7 — Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 1 кВ	Виведення з ремонту, в випробування кожні 6 місяців
	Діелектричне взуття		
Захисні пристосування	Коврик діелектричний	Проведення робіт	Виведення з ремонту, випробування щороку

5.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

При експлуатації може виникнути потреба у зміні конфігурації або переключенні релейних захистів, при неправильному підключенні релейного захисту може виникнути загоряння [23]. Заходи для усунення наслідків небезпечних ситуацій наведені в таблиці 5.8.

Таблиця 5.8 — Перелік заходів і засобів

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Автоматична система порошкового пожежогасіння	Автоматична система пуску вогнегасника спрацьовує за	Зала оснащена мікропроцесорними пристроями, для яких

поверхневим способом Ostagram	підвищення температури до 72°C	водяна чи пінна система автоматичного пожежогасіння може завдати не поправної шкоди
Вуглекислотний вогнегасник ВВК-2	Вогнегасна здатність по гасінню модельного вогнища пожежі класу В – 13В, маса вогнегасної речовини $2 \pm 0,100$ кг	Відстань між місцями розташування вогнегасників не повинна перевищувати 20 м, їх розташовують у легкодоступних та помітних місцях (коридорах, біля входів або виходів з приміщень), що не створюють перешкод під час евакуації людей [24]
Організаційні		
Навчання та тренінги	Під час прийняття на роботу, потім - кожні 3 роки або перед встановленням нових типів обладнання	Згідно з Типовим положенням
Перевірка ізоляцій	Приймально-здавальні випробування, післяремонтні і міжремонтні кожні 6 місяців	Для установок до 1 кВ перевірка на електричну міцність та електричний опір

<p>План дій з з попередження пожеж і вибухів</p>	<p>Приміщення релейної зали виконується без застосування легкозаймистих матеріалів таких як пластик, дерево. Вводиться заборона на зберігання</p>	<p>Категорія приміщення з пожежної безпеки</p> <p>Положення про охорону праці при експлуатації електроустановок напругою до 1кВ [26]</p>
	<p>легкозаймистих речовин, заборона на паління на території робочої зони. Також усунення будь-яких факторів, які можуть викликати механічне пошкодження цілісності ізоляцій кабелів, під цим розуміється фіксація струмопровідних кабелів у спеціальних вологозахищених жолобах під підлогою [3]. Заземлення пристроїв заземлюючим контуром і додатково переносними заземленнями при виконанні робіт [6].</p>	

5.8. Розрахунок параметрів захисного заземлення засобу релейного захисту

Під час експлуатації релейного захисту може виникнути потреба у виведенні в ремонт окремих пристроїв або їх заміни. Усі пристрої розташовані у шафах, тому при вимкненні окремих пристроїв, інші пристрої у шафі можуть залишатися під напругою, що викликає небезпеку ураження електричним струмом [3]. Саме тому, необхідно заземлити корпус пристрою.

5.8.1. Розрахунок на вимикаючу здатність

Формула для розрахунку струму короткого замикання має вигляд (5.1):

$$I_{кз} = U_{\phi} / (r_{\phi} + r_{PE} + \left(\frac{r_{TP}}{3}\right)) \quad (5.1)$$

Фазну напругу можна визначити як (5.2):

$$U_{\phi} = U_{л} / \sqrt{3} \quad (5.2)$$

Активний опір фазного і захисного (нульового) провідників, виконаних з кольорових металів можна визначити за виразом (5.3) [10]:

$$r = \sum_{i=1}^n (\rho_i \cdot l_i) / S_i \quad (5.3)$$

де ρ_i – питомий опір металу провідників (в даному випадку сталі – 0,1 (Ом · мм²)/м);

l_i – довжина ділянки проводу одного матеріалу та одного перерізу;

S_i – площа поперечного перерізу проводу.

Активний опір трансформатора визначається за наступною формулою (5.4):

$$r = (P_{КЗ} \cdot U_{НОМ}^2) / S_{НОМ}^2 \quad (5.4)$$

Звідси, фазна напруга становить:

$$U_{\phi} = U_{л} / \sqrt{3} = 100 / \sqrt{3} = 57,735 \text{ В}$$

Приміщення релейної зали живиться від ТМГ-400/35/0,4 кВ через кабель з перетином 70 мм^2 .

Активний опір фазного провідника:

$$r_{\phi} = (\rho \cdot l) / S = \frac{0.1 \cdot 80}{70} = 0.114 \text{ Ом}$$

Перетин заземлення обираємо у 2 рази меншим за переріз кабелю фази [1].

Активний опір нульового провідника буде дорівнювати [27]:

$$r_{PE} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0.1 \cdot 20}{35} = 0.057 \text{ Ом}$$

Розрахуємо активний опір трансформатора:

$$r_{TP} = \frac{P_{K3} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{5,5 \cdot 100^2}{400^2} = 0,343 \text{ Ом}$$

Звідси можна розрахувати величину струму короткого замикання:

$$I_{K3} = \frac{U_{\phi}}{r_{\phi} + r_{PE} + \left(\frac{r_{TP}}{3}\right)} = \frac{57,735}{0,114 + 0,057 + \left(\frac{0,343}{3}\right)} = 202,578 \text{ А}$$

5.8.2 Розрахунок напруги на корпусі електроустановки

Без виконання повторного заземлення провідника напруга на корпусі U_K може бути розрахована за формулою (5.5) [27]:

$$U_K = I_{K3} \cdot Z_3 \leq U_d(t_c) \quad (5.5),$$

де $U_d(t_c)$ – допустима напруга дотику

Z_3 – повний опір захисного проводу, для кабельних ліній $Z_3 = r_3$

$$U_K = I_{K3} \cdot Z_3 = 202,578 \cdot 0.057 = 11,546 \text{ В} < 36 \text{ В}$$

Отримане значення задовольняє умові $U_K < U_{d(t_c)}$

Висновки

У даному розділі розглядались технічні характеристики релейного захисту; умови праці при експлуатації пристроїв РЗА, аналіз можливих надзвичайних ситуацій, які при цьому можуть виникнути. Відповідно до показників умов праці, експлуатація відноситься до робіт шкідливих I категорії. Небезпечними виробничими чинниками є струм 1 А і напруга 100 В, тому було обрано індивідуальні засоби електрозахисту до 1 кВ.

Було розроблено план дій для попередження виникнення пожеж відповідно до категорії з пожежної безпеки, передбачено автоматичну систему пожежогасіння.

Так як основним джерелом небезпеки на ЕУ є електричний струм та напруга, було обрано захисне заземлення, для якого було проведено розрахунок параметрів та порівняння отриманих результатів з допустимою величиною напруги дотику.

ВИСНОВКИ

У магістерській дисертації було виконано вибір релейного захисту для ПС 330/110/35 кВ «Прогресівка», відповідно до мети дипломного проектування. Для цього було вивчено головну схему електричних з'єднань ПС «Прогресівка», технічну документацію з вимогами до організації релейного захисту на об'єктах ПС, запропонований асортимент МПРЗА на ринку. Також для цього було проведено розрахунки струмів короткого замикання на 3-х контрольних точках (шина 330 кВ, шина 110 кВ і шина 35 кВ).

Для пристрою RET670, обраному у якості диференційного захисту автотрансформатору було проведено розрахунок уставок спрацювання та проведено перевірку чутливості захисту з обраними уставками. У магістерській дисертації також наведено перелік функцій пристрою RET670 та логічні ланцюги спрацювання диференційного захисту, виконаному на даному терміналі.

Магістерська дисертація містить старт-ап проект, у якому обґрунтовується доцільність імплементації обраної конфігурації релейного захисту для ліній 110 кВ.

У проекті також наведено розділ з охорони праці під час експлуатації релейного захисту на електричній підстанції. У якому проведено аналіз можливих надзвичайних ситуацій, обрано засоби попередження надзвичайних ситуацій та засоби індивідуального захисту робітників при виконанні робіт.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Правила улаштування електроустановок : 2017. – Офіц. вид. – К. :Форт : Мінпаливенерго України. 2017.
2. Буслова Н.В. Электрические системы и сети/ Н.В.Буслова, В.Н. Винославский, Г.И. Денисенко, В.С. Перхач.; под ред. Г.И. Денисенко. – К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986.-584с.
3. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В.Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.
4. Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузов / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Л.: Энергосамиздат. Ленинград. отд-ние, 1985 – 312 с.
5. Васильев А. А. Электрическая часть станций и подстанций
6. Л. Д. Рожкова Электрооборудование станций и подстанций/ Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин М.:Энергоатомиздат 1987 - 438с.
7. ПС 330 кВ «Прогресівка». Укренерго : веб-сайт. URL : https://ua.energy/energo_substation/ps-330-kv-progresivka/
8. Сборные шины распределительных узлов. Школа для электрика: веб-сайт. URL : <http://electricalschool.info/main/elsnabg/703-sbornye-shiny-raspredelitelnykh.html>.
9. Электрический предохранитель. Википедия: веб-сайт. URL : https://ru.wikipedia.org/wiki/Электрический_предохранитель.
10. Конспект лекцій з перехідних процесів в електричних системах.
11. Конспект лекцій з релейного захисту.

12. Чернобровов Н. В. Релейная защита.— 5-е изд. перераб.— Москва: Энергия, 1974.— 517 с.
13. Защита трансформаторов и автотрансформаторов. АЭС: веб-сайт. URL : <http://www.aes.pp.ua/91.htm>.
14. Газовая защита переключателя РПН. Студопедия : веб-сайт. URL: https://studopedia.ru/9_117532_gazovaya-zashchita-pereklyuchatelya-rpn.html.
15. Защита от неполнофазного режима. Советы бывалого релейщика : веб-сайт. URL : http://dororz.ru/kir_3_7.htm.
16. Группа АВВ. Устройство защиты трансформатора RET670. Руководство по продукту. — редакция В — Швеция, 2016.— 3 с.
17. Группа АВВ. Устройство защиты RED670. Руководство по продукту — редакция А — Швеция, 2016.— 3 с.
18. Группа АВВ. Устройство защиты, управления и автоматизации линии REB670. Руководство по продукту — редакция D — Швеция, 2016. — 3 с.
19. RET670 - устройство защиты трансформаторов в магистральных сетях. Группа АВВ : веб-сайт. URL : <https://new.abb.com/substation-automation/ru/oborudovanie-dla-avtomatizacii/zashita-i-upravlenie/zashita-transformatorov/ret670>.
20. Группа АВВ. Интеллектуальное электронное устройство защиты трансформатора RET670 — Швеция, 205. — 1-3 с.
21. Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора на терминале RET670. Raschet.info : веб-сайт. URL : <https://raschet.info/raschet-ustavok-differencialnoj-zashhity-transformatora-na-terminale-ret-670>.

22. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень Вид. офіц. Київ: МОЗ України, 1999.
23. НАПБ Б.03.002-2007. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2007.
24. ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів напругою до 220 кВ. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 1998.
25. 2.18ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу: наказ від 08.04.2014.м. N 248. Вид. офіц. Київ: Держнагляд охорони праці, 2014.
26. ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002.
27. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Третьякова Л.Д., Мітюк Л.О. Охорона праці і промислова безпека: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2010.
28. СОУ НЕК 35.101:2018 Загальні технічні вимоги до автоматизованих систем керування технологічними процесами підстанцій 220-750 кВ, ДП «НЕК «Укренерго», 2018
29. СОУ НЕК 20.261:2019 Технічна політика НЕК «Укренерго» у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж, ДП «НЕК «Укренерго», 2019